Firmato digitalmente da:
Filippo Ricci
Firmato il 2025/11/27 14:22
Seriale Certificato: 23347021
Valido dal 27/11/2023 al 27/11/2026
InfoCert Qualified Electronic Signature CA 3

PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO

"LOTTO 9"

COMUNE DI LATIANO (BR)

RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA

E

DI BILANCIO ENERGETICO

Rev.	Data	Descrizione della revisione	Redazione	Approvazione
00	Agosto 2025	Prima emissione	Silvano Carone	
01	Settembre 2025	Seconda emissione	Silvano Carone	
02	Ottobre 2025	Terza emissione	Silvano Carone	

ORDINE DEGLI ARCHITETTI, PIANIFICATORI, PAESAGGISTI E CONSERVATORI DELLA PROVINCIA DI MILANO
CARONE SILVANO
architetto
14229

INDICE

1. PREMESSA 4
2. DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE 6
3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO 6
3.1 LEGGI E DECRETI 6
3.2 DELIBERAZIONI AEEG 8
3.3 CRITERI DI PROGETTO E DOCUMENTAZIONE 9
3.4 SICUREZZA ELETTRICA 9
3.5 FOTOVOLTAICO 10
3.6 QUADRI ELETTRICI 11
3.8 CAVI, CAVIDOTTO ED ACCESSORI 11
3.9 CONVERSIONE DELLA POTENZA 13
3.10 SCARICHE ATMOSFERICHE E SOVRATENSIONI 13
3.11 DISPOSITIVI DI POTENZA 14
3.12 COMPATIBILITÀ ELETTROMAGNETICA 14
3.13 ENERGIA SOLARE 15
3.14 NORMATIVA NAZIONALE E NORMATIVA TECNICA - CAMPI ELETTROMAGNETICI 15
4. DEFINIZIONI 16
4.1 DEFINIZIONI - RETE ELETTRICA 16
4.2 DEFINIZIONI - IMPIANTO FOTOVOLTAICO 16
4.3 DEFINIZIONI – IMPIANTI AGRIVOLTAICI 22
5. DATI DI PROGETTO 26
5.1 DATI IDENTIFICATIVI GENERALI DEL PROGETTO 26
DATI TECNICI GENERALI SUPERFICI 27
5.2 SITO DI INSTALLAZIONE 28
Tabella I – Estremi catastali delle particelle interessate dal progetto 29
6. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO 31
6.1 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO 31
6.2 ELENCO CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO 34
6.3 ELEMENTI COSTITUENTI L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO 37
7. COMPONENTI E OPERE ELETTROMECCANICHE 38
7.1 MODULI FOTOVOLTAICI 38
7.2 INSEGUITORI SOLARI (TRACKER) 40
7.3 INVERTER 41
7.4 CABINE DI TRASFORMAZIONE MT/BT 45
7.5 CABINA DI RACCOLTA 48

7.6 LOCALI TECNICI: CABINE DI STOCCAGGIO MATERIALE 50
7.7 CAVI ELETTRICI 50
7.8 CANALIZZAZIONI 54
7.9 TERMINALI E DERIVAZIONI 55
7.10 IMPIANTO DI TERRA 56
8. COMPONENTI E OPERE CIVILI 59
8.1 RECINZIONE PERIMETRALE 59
8.2 VIABILITÀ ESTERNA 61
8.3 MOVIMENTAZIONE TERRA 61
8.4 SCAVI 61
8.5 TRINCEE 62
8.6 CABINATI 63
8.7 BASAMENTI E OPERE IN CALCESTRUZZO 66
8.8 POZZETTI E CAMERETTE 67
8.9 DRENAGGI E REGIMENTAZIONE DELLE ACQUE METEORICHE 67
8.10 OPERE DI VERDE PER MITIGAZIONE IMPIANTO E MIGLIORAMENTO AMBIENTALE E DELLA BIODIVERSITÀ 68
9. COMPONENTI E OPERE SERVIZI AUSILIARI 68
9.1 SISTEMA DI MONITORAGGIO 68
9.2 SISTEMA ANTINTRUSIONE (VIDEOSORVEGLIANZA, ALLARME E GESTIONE ACCESSI) 69
9.3 SISTEMA DI ILLUMINAZIONE 71
9.4 SISTEMA IDRICO 72
10. DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI STORAGE 75
10.1 IL RUOLO DELLO STORAGE 75
10.2 CARATTERISTICHE TECNOLOGICHE DI UN SISTEMA BESS ELEMENTI PRINCIPALI .. 76
10.3 CONTAINER 82
10.4 COLLEGAMENTI ELETTRICI 83
10.5 SISTEMA ANTINCENDIO 83
10.6 PROGETTO 86
11. FONTE ENERGETICA. PRODUCIBITÀ E BENEFICI AMBIENTALI 87
11.1 DESCRIZIONE FONTE ENERGETICA UTILIZZATA E MODALITÀ APPROVVIGIONAMENTO 87
11.2 PRODUCIBILITÀ ATTESA 90
11.3 BENEFICI AMBIENTALI 96
12. PV SYST 97
13. CAPACITY FACTOR 108

1. PREMESSA

La presente Relazione Tecnica dell'Impianto Agrivoltaico descrive le caratteristiche tecniche e prestazionali degli elementi che compongono il sistema, specificandone i relativi criteri di scelta dimensionali, le misure adottate per la protezione e le prescrizioni tecniche generali, in riferimento all'impianto denominato **"LOTTO 9"** con potenza installata pari a **48.13 MWp** e **41.000,00 kW** in immissione alla rete elettrica nazionale.

L'impianto sorgerà in agro di Latiano (BR) e sarà realizzato con moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, con una potenza di picco di: (710 – 715 – 720) Wp, da cui deriva una media risultante di 716.5 Wp.

Oltre alla produzione di energia è prevista una sezione dedicata all'accumulo (sistema di storage) avente una capacità nominale di 144,00 MWh che verrà ampiamente descritto di seguito (capitolo 10).

La Società Proponente (ELETTRA SOL S.R.L.) intende realizzare tale impianto "agrivoltaico", ponendosi come obiettivo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile coerentemente agli indirizzi stabiliti in ambito nazionale e internazionale volti alla riduzione delle emissioni dei gas serra ed alla promozione di un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario.

La vendita dell'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico sarà regolata da criteri di "market parity", ossia avrà gli stessi costi, se non più bassi, dell'energia prodotta dalle fonti tradizionali (petrolio, gas, carbone).

Tutta la progettazione è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, inseguitori solari), ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e fabbricati. Tutti i calcoli di seguito riportati e la relativa scelta di materiali, sezioni e dimensioni andranno verificati in sede di progettazione esecutiva e potranno pertanto subire variazioni anche sostanziali per mantenere i necessari livelli di sicurezza.

Cos'è l'agrivoltaico? Gli impianti "agrivoltaici" sono sostanzialmente degli impianti fotovoltaici che consentono di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili. Come definito dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 1991 (di seguito anche decreto legislativo n. 199/2021) di recepimento della direttiva RED II, l'Italia si pone come obiettivo quello di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, al fine di raggiungere gli obiettivi europei al 2030 e al 2050. L'obiettivo

suddetto è perseguito in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). In tale ambito, risulta di particolare importanza individuare percorsi sostenibili per la realizzazione delle infrastrutture energetiche necessarie, che consentano di coniugare l'esigenza di rispetto dell'ambiente e del territorio con quella di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Fra i diversi punti da affrontare vi è certamente quello dell'integrazione degli impianti a fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici, realizzati su suolo agricolo.

Una delle soluzioni emergenti è quella di realizzare impianti c.d. "agrivoltaici", ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili. A riguardo, è stata anche prevista, nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, una specifica misura, con l'obiettivo di sperimentare le modalità più avanzate di realizzazione di tale tipologia di impianti e monitorarne gli effetti.

Il tema è rilevante e merita di essere affrontato in via generale, anche guardando al processo di individuazione delle c.d. "aree idonee" all'installazione degli impianti a fonti rinnovabili, previsto dal decreto legislativo n. 199 del 2021 e, dunque, ai diversi livelli possibili di realizzazione di impianti fotovoltaici in area agricola, ivi inclusa quella prevista dal PNRR. In tutti i casi, gli impianti agrivoltaici costituiscono possibili soluzioni virtuose e migliorative rispetto alla realizzazione di impianti fotovoltaici standard. In tale quadro, è stato elaborato e condiviso il presente documento, prodotto nell'ambito di un gruppo di lavoro coordinato dal MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA - DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA, e composto da:

- CREA - Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria
- GSE - Gestore dei servizi energetici S.p.A.;
- ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile;
- RSE - Ricerca sul sistema energetico S.p.A.

Il lavoro prodotto ha, dunque, lo scopo di chiarire quali sono le caratteristiche minime e i requisiti che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per essere definito agrivoltaico, sia per ciò che riguarda gli impianti più avanzati, che possono accedere agli incentivi PNRR, sia per ciò che concerne le altre tipologie di impianti agrivoltaici, che possono comunque garantire un'interazione più sostenibile fra produzione energetica e produzione agricola. L'obiettivo della società Proponente è quello di rendere fattibile e realistico il binomio tra energia rinnovabile e produzione agricola e quindi di valorizzazione del terreno individuato.

I punti focali del progetto "agrivoltaico" sono:

1) Realizzazione di coltivazioni erbacee mellifere.
2) Opere di mitigazione ambientale: siepe arbustiva/arborea perimetrale all'impianto.
3) Avvio di un allevamento di api stanziale.
4) Impatto positivo sulla biodiversità.

2. DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE

La società proponente è la ELETTRA SOL S.R.L. con sede legale in Via Bernina 7, 20158 Milano (MI) C.F. 12502450693, P.I. 12502450693.

3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

3.1 LEGGI E DECRETI

- D.P.R. 27 aprile 1955, n. 547 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro".
- Legge 1° marzo 1968, n. 186 "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici".
- Legge 5 novembre 1971, N. 1086 "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica".
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche".
- Legge 18 ottobre 1977, n. 791 "Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità europee (n° 73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione".
- Legge 5 marzo 1990, n.46 "Norme tecniche per la sicurezza degli impianti". Abrogata dall'entrata in vigore del D.M n.37del 22 /01/2008, ad eccezione degli art. 8, 14 e 16.
- D.P.R. 18 aprile 1994, n. 392 "Regolamento recante disciplina del procedimento di

riconoscimento delle imprese ai fini della installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza".

- D.L. 19 settembre 1994, n. 626 e ss.mm.ii "Attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE e 90/679/CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro".
- D.M. 16 gennaio 1996 "Norme tecniche relative ai criteri generali per la sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi".
- Circolare ministeriale 4/7/96 n. 156 "Istruzioni per l'applicazione del D.L. 16 gennaio 1996".
- D.L. del Governo n° 242 del 19/03/1996 "Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 19 settembre 1994, n. 626, recante attuazione di direttive comunitarie riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro".
- D.L. 12 novembre 1996, n. 615 "Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 3 maggio 1989, in materia di ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28 aprile 1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22 luglio 1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29 ottobre 1993".
- D.L. 25 novembre 1996, n. 626 "Attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione".
- D.L. 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica".
- D.M. 11 novembre 1999 "Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79".
- Ordinanza PCM 20 marzo 2003, n. 3274 "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica".
- D.L. 29 dicembre 2003, n.387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia d'energia".
- Ordinanza PCM 3431 (03/05/2005) Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante «Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica».
- D.M. 14/09/05 "Testo unico norme tecniche per le costruzioni".

- Normativa ASL per la sicurezza e la prevenzione infortuni.
- D.M. 28 luglio 2005 "Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare".
- D.M. 6 febbraio 2006 "Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare".
- Decreto interministeriale 19 febbraio 2007 "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n.387".
- Legge 26 febbraio 2007, n. 17 "Norme per la sicurezza degli impianti".
- D.lgs. 22 gennaio 2008, n. 37 "Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici".
- D.lgs. 9 aprile 2008, n. 81 "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro".

3.2 DELIBERAZIONI AEEG

- Delibera n. 188/05 - Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005.
- Delibera 281/05 - Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensioni nominale superiore a 1KV i cui gestori hanno obbligo di connessione a terzi.
- Delibera n. 40/06 - Modificazione e integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici.
- Testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con deliberazione AEEG 24 febbraio 2006, n. 40/06 alla deliberazione AEEG n. 188/05.
- Delibera n. 182/06 - Intimazione alle imprese distributrici a adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04.
- Delibera n. 260/06 - Modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

- Delibera n. 88/07 - Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.
- Delibera n. 90/07 - Attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
- Delibera n. 280/07 - Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04.
- Delibera ARG/elt 33/08 - Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.
- Delibera ARG/elt 119/08 - Disposizioni inerenti all'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

3.3 CRITERI DI PROGETTO E DOCUMENTAZIONE

- CEI 0-2: "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici";
- CEI EN 60445: "Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità di conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico".

3.4 SICUREZZA ELETTRICA

- CEI 0-16: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica".
- CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua".
- CEI 64-12: "Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario".
- CEI 64-14: "Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori".
- IEC TS 60479-1 CORR 1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects.
- CEI EN 60529 (70-1): "Gradi di protezione degli involucri (codice IP)".
- CEI 64-57: "Edilizia ad uso residenziale e terziario Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici

Impianti di piccola produzione distribuita".

- CEI EN 61140: "Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature".

3.5 FOTOVOLTAICO

- CEI EN 60891 (82-5) "Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento".
- CEI EN 60904-1 (82-1) "Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione".
- CEI EN 60904-2 (82-1) "Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per le celle solari di riferimento".
- CEI EN 60904-3 (82-3) "Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento".
- CEI EN 61173 (82-4) "Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida".
- CEI EN 61215 (82-8) "Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo".
- CEI EN 61277 (82-17) "Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida".
- CEI EN 61345 (82-14) "Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV)".
- CEI EN 61701 (82-18) "Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)".
- CEI EN 61724 (82-15) "Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati".
- CEI EN 61727 (82-9) "Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete".
- CEI EN 61730-1 (82-27) "Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione".
- CEI EN 61730-2 "Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove".
- CEI EN 61829 (82-16) "Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V".
- CEI EN 62093 (82-24) "Componenti di sistema fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di

progetto in condizioni ambientali naturali".

3.6 QUADRI ELETTRICI

- CEI EN 60439-1 (17-13/1) "Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)".
- CEI EN 60439-3 (17-13/3) "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD".
- CEI 23-51 "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare".

3.7 RETE ELETTRICA ED ALLACCIAMENTI DEGLI IMPIANTI

- CEI 0-16 ed. II "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica".
- CEI 11-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata".
- CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo".
- CEI 11-20 "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria".
- CEI 11-20, V1 "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria - Variante".
- CEI EN 50110-1 (11-40) "Esercizio degli impianti elettrici".
- CEI EN 50160 "Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica (2003-03)".

3.8 CAVI, CAVIDOTTO ED ACCESSORI

- CEI 20-19/1 "Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali".
- CEI 20-19/4 "Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 4: Cavi flessibili".
- CEI 20-19/10 "Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 10: Cavi flessibili isolati in EPR e sotto guaina in poliuretano".
- CEI 20-19/11 "Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte

11: Cavi flessibili con isolamento in EVA".

- CEI 20-19/12 "Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 12: Cavi flessibili isolati in EPR resistenti al calore".
- CEI 20-19/13 "Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 13: Cavi unipolari e multipolari, con isolante e guaina in mescola reticolata, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi".
- CEI 20-19/14 "Cavi isolati con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 14: Cavi per applicazioni con requisiti di alta flessibilità".
- CEI 20-19/16 "Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 16: Cavi resistenti all'acqua sotto guaina di policloroprene o altro elastomero sintetico equivalente".
- CEI 20-20/1 "Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali".
- CEI 20-20/3 "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 3: Cavi senza guaina per posa fissa".
- CEI 20-20/4 "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 4: Cavi con guaina per posa fissa".
- CEI 20-20/5 "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 5: Cavi flessibili".
- CEI 20-20/9 "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 9: Cavi senza guaina per installazione a bassa temperatura".
- CEI 20-20/12 "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 12: Cavi flessibili resistenti al calore".
- CEI 20-20/14 "Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 14: Cavi flessibili con guaina e isolamento aventi mescole termoplastiche prive di alogeni".
- CEI-UNEL 35024-1 "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria. FASC. 3516".
- CEI-UNEL 35026 "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa interrata. FASC. 5777".
- CEI 20-40 "Guida per l'uso di cavi a bassa tensione".

- CEI 20-67 "Guida per l'uso dei cavi 0,6/1kV".
- CEI EN 50086-1 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali".
- CEI EN 50086-2-1 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-1: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori".
- CEI EN 50086-2-2 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-2: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori".
- CEI EN 50086-2-3 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-3: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori".
- CEI EN 50086-2-4 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati".
- CEI EN 60423 (23-26) "Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori".

3.9 CONVERSIONE DELLA POTENZA

- CEI 22-2 "Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione".
- CEI EN 60146-1-1 (22-7) "Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali".
- CEI EN 60146-1-3 (22-8) "Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori".
- CEI UNI EN 455510-2-4 "Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza".

3.10 SCARICHE ATMOSFERICHE E SOVRATENSIONI

- CEI 81-3 "Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d'Italia, in ordine alfabetico".
- CEI 81-4 "Protezione delle strutture contro i fulmini – Valutazione del rischio dovuto al fulmine";
- CEI 81-8 "Guida d'applicazione all'utilizzo di limitatori di sovratensione sugli impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione".
- CEI 81-10 "Protezione contro i fulmini".
- CEI EN 50164-1 (81-5) "Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione".

- CEI EN 61643-11 (37-8) "Limitatori di sovratensione di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensione connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove".
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10) "Protezione contro i fulmini – Principi generali".
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10) "Protezione contro i fulmini – Analisi del rischio".
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10) "Protezione contro i fulmini – Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone".
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10) "Protezione contro i fulmini – Impianto elettrici ed elettronici nelle strutture".

3.11 DISPOSITIVI DI POTENZA

- CEI EN 60898-1 (23-3/1) "Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata".
- CEI EN 60947-4-1 (17-50) "Apparecchiature di bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici".

3.12 COMPATIBILITÀ ELETTROMAGNETICA

- CEI 110-26 "Guida alle norme generiche EMC".
- CEI EN 50081-1 (110-7) "Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull'emissione – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera".
- CEI EN 50082-1 (110-8) "Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull'immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera".
- CEI EN 50263 (95-9) "Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione".
- CEI EN 60555-1 (77-2) "Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni".
- CEI EN 61000-2-2 (110-10) "Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione".
- CEI EN 61000-3-2 (110-31) "Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)".
- CEI EN 61000-3-3 (110-28) "Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti – sezione 3: Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione

per apparecchiature con corrente nominale ≤ 16 A".

3.13 ENERGIA SOLARE

- UNI 8477 "Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta".
- UNI EN ISO 9488 "Energia solare – Vocabolario".
- UNI 10349 "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici".

3.14 NORMATIVA NAZIONALE E NORMATIVA TECNICA - CAMPI ELETTROMAGNETICI

- Decreto del 29.05.08 "Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell'induzione magnetica".
- DM del 29.5.2008 "Approvazione della metodologia di calcolo delle fasce di rispetto per gli elettrodotti".
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 08/07/2003 "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti", G.U. 28 agosto 2003, n. 200.
- Legge quadro 22/02/2001, n. 36 "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici", G.U. 7 marzo 2001, n.55.
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 28/09/1995 "Norme tecniche procedurali di attuazione del D.P.C.M. 23/04/92 relativamente agli elettrodotti", G.U. 4 ottobre 1995, n. 232 (abrogato da luglio 2003).
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23/04/1992 "Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno", G.U. 6 maggio 1992, n. 104 (abrogato dal luglio 2003).
- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991, "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee aeree esterne" (G.U. Serie Generale del 16/01/1991 n.40)
- Decreto interministeriale 21 marzo 1988, n. 449, "Approvazione nelle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne".
- CEI 106-12 2006-05 "Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche MT/BT".
- CEI 106-11 2006-02 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti

secondo le disposizioni del DPCM 8/07/2003 (art.6) - Parte I: Linee elettriche aeree in cavo"

- CEI 11-17 1997-07 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo.
- CEI 211-6 2001-01 "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana".
- CEI 211-4 1996-12 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche".
- CEI 11-60 2000-07 "Portata ali limite termico delle linee elettriche aeree esterne".

4. DEFINIZIONI

4.1 DEFINIZIONI - RETE ELETTRICA

Distributore: Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

Rete del distributore: Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

Rete BT del distributore: Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a. **Rete MT del distributore:** Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

Utente

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

Gestore di rete

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

4.2 DEFINIZIONI - IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Angolo di inclinazione (o di Tilt): Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).

Angolo di orientazione (o di azimut): L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest

e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

BOS (Balance Of System o Resto del sistema): Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

Generatore o Campo fotovoltaico: Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61277).

Cella fotovoltaica: Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

Condizioni di Prova Standard (STC): Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

- Temperatura di cella: 25 °C ±2 °C.
- Irraggiamento: 1000 W/m2, con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

Condizioni nominali: Sono le condizioni di prova dei moduli fotovoltaici, piani o a concentrazione solare, nelle
quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo protocolli definiti dalle pertinenti norme CEI (Comitato elettrotecnico italiano) e indicati nella Guida CEI 82- 25 e successivi aggiornamenti.

Data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico: Data in cui si effettua il primo funzionamento dell'impianto in parallelo con il sistema elettrico, comunicata dal gestore di rete.

Dispositivo del generatore: Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (CEI 11-20).

Dispositivo di interfaccia: Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso separa l'impianto di produzione dalla rete di utente non in isola e quindi dalla rete del Distributore; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agisce la protezione di interfaccia.

Dispositivo generale: Dispositivo installato all'origine della rete del produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica (CEI 11-20).

Effetto fotovoltaico: Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali

determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico: Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m2), intesa come somma dell'area dei moduli.

Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico: Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m2) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico: Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico: Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico: L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o Inverter): Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Impianto agrivoltaico (o agrovoltaico, o agro-fotovoltaico): impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione. (Di seguito verranno riportate le definizioni presenti nelle linee guida in materia di Impianti Agrivotaici pubblicate dal MITE nel Giugno 2022).

Impianto (o Sistema) fotovoltaico: Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore: Impianto fotovoltaico in

grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

Impianti con componenti principali realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'UE/SEE: A prescindere dall'origine delle materie prime impiegate, sono gli impianti fotovoltaici e gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative che utilizzano moduli

fotovoltaici e gruppi di conversione realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'Unione Europea o che sia parte dell'Accordo sullo Spazio Economico Europeo - SEE (Islanda, Liechtenstein e Norvegia), nel rispetto dei seguenti requisiti:

1. per i moduli fotovoltaici è stato rilasciato l'attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica (Factory Inspection Attestation, come indicata nella Guida CEI 82-25 e successivi aggiornamenti) ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto, a dimostrazione che almeno le seguenti lavorazioni sono state eseguite all'interno dei predetti Paesi: a) moduli in silicio cristallino: stringatura celle, assemblaggio/laminazione e test elettrici; b) moduli fotovoltaici in film sottile (thin film): processo di deposizione, assemblaggio/laminazione e test elettrici; c) moduli in film sottile su supporto flessibile: stringatura celle, assemblaggio/laminazione e test elettrici; d) moduli non convenzionali e componenti speciali: oltre alle fasi di lavorazione previste per i punti a), b) e c), a seconda della tipologia di modulo, anche le fasi di processo che determinano la non convenzionalità e/o la specialità; in questo caso, all'interno del Factory Inspection Attestation va resa esplicita anche la tipologia di non convenzionalità e/o la specialità.
2. Per i gruppi di conversione è stato rilasciato, da un ente di certificazione accreditato EN 45011 per le prove su tali componenti, l'attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto, a dimostrazione che almeno le seguenti lavorazioni sono state eseguite all'interno dei predetti Paesi: progettazione, assemblaggio, misure/collaudo.

Impianto fotovoltaico con moduli collocati a terra: Impianto per il quale i moduli non sono fisicamente installati su edifici, serre, barriere acustiche o fabbricati rurali, né su pergole, tettoie e pensiline, per le quali si applicano le definizioni di cui all'articolo 20 del DM 6 agosto 2010.

Inseguitore della massima potenza (MPPT): Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

Energia radiante: Energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche.

Irradiazione: Rapporto tra l'energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie.

Irraggiamento solare: Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico: Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico in c.a.: Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

Pannello fotovoltaico: Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61277).

Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento): Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico: Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico: Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico: Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico: Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico: Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Produzione netta di un impianto: Produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al

punto di consegna dell'energia alla rete elettrica.

Produzione lorda di un impianto: Per impianti connessi a reti elettriche in media o alta tensione, l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata in bassa tensione, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche del soggetto responsabile e prima che sia effettuata la trasformazione in media o alta tensione per l'immissione nella rete elettrica; per impianti connessi a reti elettriche in bassa tensione, l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata,

ivi incluso l'eventuale trasformatore di isolamento o adattamento, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche del soggetto responsabile e immessa nella rete elettrica.

Produzione netta aggiuntiva di un impianto: Aumento espresso in kWh, ottenuto a seguito di un potenziamento, dell'energia elettrica netta prodotta annualmente e misurata attraverso l'installazione di un gruppo di misura dedicato.

Punto di connessione: Punto della rete elettrica, come definito dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e sue successive modifiche e integrazioni.

Radiazione solare: Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m2), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

Rifacimento totale: Intervento impiantistico-tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno venti anni che comporta la sostituzione con componenti nuovi di almeno tutti i moduli e del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

Sezioni: "…l'impianto fotovoltaico può essere composto anche da sezioni di impianto a condizione che:

a) all'impianto corrisponda un solo soggetto responsabile;

b) ciascuna sezione dell'impianto sia dotata di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica prodotta ai sensi delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 88/07;

c) il soggetto responsabile consenta al soggetto attuatore l'acquisizione per via telematica delle misure rilevate dalle apparecchiature per la misura di cui alla precedente lettera b), qualora necessaria per gli adempimenti di propria competenza. Tale acquisizione può avvenire anche per il tramite dei gestori di rete sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera b), della deliberazione n. 88/07;

d) a ciascuna sezione corrisponda una sola tipologia di integrazione architettonica di cui all'articolo

2, comma 1, lettere da b1) a b3) del decreto ministeriale 19 febbraio 2007, ovvero corrisponda la tipologia di intervento di cui all'articolo 6, comma 4, lettera c), del medesimo decreto ministeriale;

e) la data di entrata in esercizio di ciascuna sezione sia univocamente definibile. " (ARGelt 161/08).

Soggetto responsabile: Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Sottosistema fotovoltaico: Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

Stringa fotovoltaica: Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

Superficie radiante totale del generatore fotovoltaico: area complessiva dei moduli fotovoltaici (Es. Sradiante[mq]= n° moduli × Smodulo.

Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT): Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 800 W/m2, temperatura ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

4.3 DEFINIZIONI – IMPIANTI AGRIVOLTAICI

a) Attività agricola: produzione, allevamento o coltivazione di prodotti agricoli, comprese la raccolta, la mungitura, l'allevamento e la custodia degli animali per fini agricoli;
b) Impresa agricola: imprenditori agricoli, come definiti dall'articolo 2135 del codice civile, in forma individuale o in forma societaria anche cooperativa, società agricole, come definite dal decreto legislativo 29 marzo 2004, n. 99, e s.m.i., se persona giuridica, e consorzi costituiti tra due o più imprenditori agricoli e/o società agricole;
c) Impianto fotovoltaico: insieme di componenti che producono e forniscono elettricità ottenuta per mezzo dell'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche in corrente alternata o in corrente continua e/o di immetterla nella rete distribuzione o di trasmissione;
d) Impianto agrivoltaico (o agrovoltaico, o agro-fotovoltaico): impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione;

e) Impianto agrivoltaico avanzato: impianto agrivoltaico che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, e ss. mm.:

   i. adotta soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche eventualmente consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione;

   ii. prevede la contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici;

f) Sistema agrivoltaico avanzato: sistema complesso composto dalle opere necessarie per lo svolgimento di attività agricole in una data area e da un impianto agrivoltaico installato su quest'ultima che, attraverso una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, integri attività agricola e produzione elettrica, e che ha lo scopo di valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi, garantendo comunque la continuità delle attività agricole proprie dell'area;

g) Volume agrivoltaico (o Spazio poro): spazio dedicato all'attività agricola, caratterizzato dal volume costituito dalla superficie occupata dall'impianto agrivoltaico (superficie maggiore tra quella individuata dalla proiezione ortogonale sul piano di campagna del profilo esterno di massimo ingombro dei moduli fotovoltaici e quella che contiene la totalità delle strutture di supporto) e dall'altezza minima dei moduli fotovoltaici rispetto al suolo;

h) Superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (Spv): somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (superficie attiva compresa la cornice);

i) Superficie di un sistema agrivoltaico (Stot): area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrivoltaico;

j) Altezza minima dei moduli fotovoltaici rispetto al suolo: altezza misurata da terra fino al bordo inferiore del modulo fotovoltaico; in caso di moduli installati su strutture a inseguimento l'altezza è misurata con i moduli collocati alla massima inclinazione tecnicamente raggiungibile. Nel caso in cui i moduli abbiano altezza da terra variabile si considera la media dell'altezza;

k) Produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FVagri): produzione netta che l'impianto agrivoltaico può produrre, espressa in GWh/ha/anno;

l) Producibilità elettrica specifica di riferimento (FVstandard): stima dell'energia che può produrre un impianto fotovoltaico di riferimento (caratterizzato da moduli con efficienza 20% su supporti fissi orientati a Sud e inclinati con un angolo pari alla latitudine meno 10 gradi), espressa in GWh/ha/anno, collocato nello stesso sito dell'impianto agrivoltaico;

m) Potenza nominale di un impianto agrivoltaico: è la potenza elettrica dell'impianto fotovoltaico, determinata dalla somma delle singole potenze nominali di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni STC (Standard Test Condition), come definite dalle pertinenti norme CEI, espressa in kW;

n) Produzione netta di un impianto agrivoltaico: è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata in bassa tensione, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche e prima che sia effettuata la trasformazione in media o alta tensione per l'immissione nella rete elettrica diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica, espressa in MWh;

o) SAU (Superficie Agricola Utilizzata): superficie agricola utilizzata per realizzare le coltivazioni di tipo agricolo, che include seminativi, prati permanenti e pascoli, colture permanenti e altri terreni agricoli utilizzati. Essa esclude quindi le coltivazioni per arboricoltura da legno (pioppeti, noceti, specie forestali, ecc.) e le superfici a bosco naturale (latifoglie, conifere, macchia mediterranea). Dal computo della SAU sono escluse le superfici delle colture intercalari e quelle delle colture in atto (non ancora realizzate). La SAU comprende invece la superficie delle piantagioni agricole in fase di impianto;

p) SANU (Superficie agricola non utilizzata): Insieme dei terreni dell'azienda non utilizzati a scopi agricoli per una qualsiasi ragione (di natura economica, sociale o altra), ma suscettibili ad essere utilizzati a scopi agricoli mediante l'intervento di mezzi normalmente disponibili presso un'azienda agricola. Rientrano in questa tipologia gli eventuali terreni abbandonati facenti parte dell'azienda ed aree destinate ad attività ricreative, esclusi i terreni a riposo (Tare per fabbricati, Tare degli appezzamenti, Boschi, Arboricoltura da legno, Orti familiari).

q) RICA (Rete di Informazione Contabile Agricola):indagine campionaria svolta in tutti gli Stati dell'Unione Europea, gestita in Italia dal CREA, basata su un campione ragionato di circa 11.000 aziende, strutturato in modo da rappresentare le diverse tipologie produttive e dimensionali presenti sul territorio nazionale, consentendo una copertura media a livello nazionale del 95% della Superficie Agricola Utilizzata, del 97% del valore della Produzione Standard, del 92% delle Unità di Lavoro e del 91% delle Unità di Bestiame;

r) PAC (Politica Agricola Comune): insieme di regole dettate dall'Unione europea, ai sensi dell'articolo 39 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione europea, per incrementare la

produttività dell'agricoltura; assicurare un tenore di vita equo alla popolazione agricola; stabilizzare i mercati; garantire la sicurezza degli approvvigionamenti; assicurare prezzi ragionevoli ai consumatori;

s) LAOR (Land Area Occupation Ratio): rapporto tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (Spv), e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico (S tot). Il valore è espresso in percentuale;

t) SIGRIAN (Sistema informativo nazionale per la gestione delle risorse idriche in agricoltura): strumento di riferimento per il monitoraggio dei volumi irrigui previsto dal Decreto del Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali del 31/07/2015 "Approvazione delle linee guida per la regolamentazione da parte delle Regioni delle modalità di quantificazione dei volumi idrici ad uso irriguo", che raccoglie tutte le informazioni di natura gestionale, infrastrutturale e agronomica relative all'irrigazione collettiva ed autonoma a livello nazionale; è un geodatabase, strutturato come un WebGis in cui tutte le informazioni sono associate a dati geografici, collegati tra loro nei diversi campi, con funzione anche di banca dati storica utile ai fini di analisi dell'evoluzione dell'uso irriguo dell'acqua nelle diverse aree del Paese;

u) SIAN (Sistema informativo agricolo nazionale): strumento messo a disposizione dal Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali e dall'Agea - Agenzia per le Erogazioni in Agricoltura, per assicurare lo svolgimento dei compiti relativi alla gestione degli adempimenti previsti dalla PAC, con particolare riguardo ai regimi di intervento nei diversi settori produttivi;

v) Buone Pratiche Agricole (BPA): le buone pratiche agricole (BPA) definite in attuazione di quanto indicato al comma 1 dell'art. 28 del Reg. CE n. 1750/99 e di quanto stabilito al comma 2 dell'art. 23 del Reg. CE 1257/99, nell'ambito dei piani di sviluppo rurale.

5. DATI DI PROGETTO

5.1 DATI IDENTIFICATIVI GENERALI DEL PROGETTO

SITO

Ubicazione	Latiano (BR)
Uso	Terreno agricolo
Inclinazione superficie	Orizzontale
Fenomeni di ombreggiamento	Assenza di ombreggiamenti rilevanti
Altitudine	73-105 m slm
Latitudine – Longitudine	Latitudine Nord: 40°35'59.88" Longitudine Est: 17°44'12.74"
Dati relativi al vento	Circolare 4/7/1996
Carico neve	Circolare 4/7/1996
Condizioni ambientali speciali	NO
Tipo di intervento richiesto:	
- Nuovo impianto	SI
- Trasformazione	NO
- Ampliamento	NO

DATI TECNICI GENERALI ELETTRICI

Potenza nominale totale dell'impianto	48.128,738 kWp
Potenza nominale disponibile (immissione in rete)	41.000,00 kW
Produzione annua stimata	85.608 MWh
Punto di Consegna	Futura sezione a 150 kV della Costituenda stazione elettrica RTN 150/380 KV di Latiano (BR)

Dati del collegamento elettrico di connessione	Connessione in AT
- Descrizione della rete di collegamento	150.000 V
- Tensione nominale (Un)	Standard TERNA
- Vincoli da rispettare	Range tensione in corrente alternata in uscita al gruppo di trasformazione (cabine di trasformazione MT/BT) Range tensione in corrente alternata in uscita al gruppo di conversione (inverter) Range di tensione in corrente continua in ingresso al gruppo di conversione 30.000 V <1000 V <150

DATI TECNICI GENERALI SUPERFICI

Superficie particelle catastali (disponibilità superficie)	123,98	ettari
Superficie totale sito (area recinzione)	54,29	ettari
Superficie occupata parco FV	21,61	ettari
Viabilità interna al campo:	23.961	mq
Moduli FV (superficie netta al suolo):	216.132,343	mq
Cabinati:	1009,58	mq
Superficie di impianto destinata a coltivazione:	45,73	ettari
Superficie destinata a siepe perimetrale di mitigazione:	4,59	ettari

5.2 SITO DI INSTALLAZIONE

L'impianto agrivoltaico sorgerà in un'area che si estende su una superficie agricola posta nella porzione nord-orientale del territorio comunale di Latiano (BR), non molto distante dal confine dei comuni di San Vito dei Normanni (in direzione nord-ovest) e di Mesagne (in direzione sud-est). L'area di intervento è contraddistinta al Catasto Terreni del comune di appartenenza al Foglio 10 - Particelle 1, 5, 6, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 37, 38, 254 ed al
Foglio 15 - Particelle 1, 169 per complessivi 124 ha circa.
Di seguito si riportano i dettagli di ciascuna particella (Tabella 1). L'impianto occupa parzialmente o totalmente le particelle elencate come rappresentato nell'elaborato planimetria generale d'impianto su catastale.

Comune	Foglio	Particella	Superficie (ha)
Latiano (BR)	10	1	21.84.00
		5	00.03.14
		6	00.83.28
		18	00.10.95
		19	00.11.93
		20	9.25.64
		21	2.92.29
		22	00.37.77
		23	5.43.23
		25	00.11.38
		26	30.18.27
		27	00.20.89
		28	00.88.80
		29	13.31.81
		30	00.88.85
		31	00.10.95
		32	00.10.95
		33	00.24.83
		34	7.71.40
		35	00.25.91
		37	00.66.92
		38	00.66.56
		254	12.40.51
	15	1	12.25.25
		169	3.02.50

Tabella I – Estremi catastali delle particelle interessate dal progetto

Fig.8 – Ortofoto dell'area oggetto d'intervento

L'accessibilità al sito è buona e garantita dalla strada della contrada Iacucci nuova e dalla strada della contrada Zambardo.

Il parco fotovoltaico, mediante un cavidotto interrato uscente dalla cabina di impianto alla tensione di 30kV, verrà collegato in antenna a 150 kV su uno stallo approntato nella futura sezione a 150 kV della costituenda Stazione Elettrica RTN 150/380 kV che sorgerà nel comune di Latiano (BR).

6. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

6.1 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

L'impianto agrivoltaico in oggetto, di potenza in DC di 48.128,738 kWp e potenza di immissione massima pari a 41.000,00 kW, (9 cabina di trasformazione MT/BT), come riportato nell'immagine sottostante.

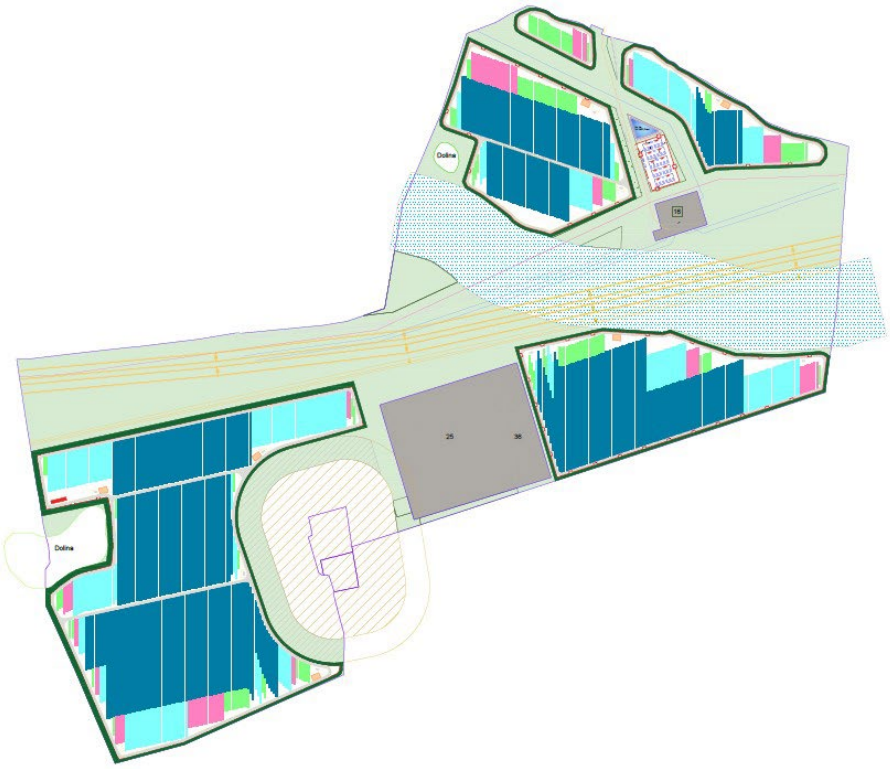


Fig. 9 - Layout di impianto

L'impianto sarà realizzato con 1013 strutture (tracker) in configurazione da: 28-42-56-84, con pitch= 4.9 m. In totale saranno installati 67.172 moduli fotovoltaici monocristallini della potenza media di 716.5 W. Il progetto prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici della CANADIAN SOLAR tipo BiHiKu7 con potenze di (710 – 715 – 720) Wp, con celle fotovoltaiche in silicio monocristallino, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio presentano rendimenti di conversione più elevati. I moduli fotovoltaici sono posizionati su tracker, con l'asse di rotazione disposta in direzione nord -sud, distanziati di 4.9 m (rispetto all'asse di rotazione) l'uno dall'altro. I tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. Questa tipologia di struttura evita in generale l'esecuzione

di opere di calcestruzzo e faciliterà enormemente sia la costruzione che la dismissione dell'impianto a fine vita, diminuendo drasticamente le modifiche subite dal suolo. Il collegamento elettrico tra i vari moduli avverrà direttamente sotto le strutture con cavi esterni graffettati alle stesse. Le stringhe saranno disposte secondo file parallele e collegate direttamente a ciascun ingresso degli inverter distribuiti multistringa del tipo HUAWEI – SUN2000-330KTL-H1.

Gli inverter con potenza nominale di 330kVA (300kW @40°C) saranno collocati in posizione baricentrica rispetto ai generatori, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua, e sono caratterizzati dalle seguenti caratteristiche: elevata resa (3 MPPT con efficienza massima 99%, funzione anti-PID integrata, compatibilità con moduli bifacciali), gestione intelligente (funzione scansione curva IV e diagnosi, tecnologia senza fusibili con monitoraggio intelligente delle correnti di stringa), elevata sicurezza (protezione IP66, SPD tipo II sia per CC che CA, conforme a norme di sicurezza e codici di rete globali IEC).

L'energia viene convertita negli inverters, trasformando la tensione da 1500Vcc (continua) a 800 Vca (alternata) e viene trasportata, con linee indipendenti per ciascun inverter, per mezzo di cavi BT a 800 V direttamente interrati alle cabine di trasformazione BT/MT che innalzano la tensione da 800 V a 30kV.

Ciascun inverter verrà collegato al quadro di parallelo inverter, collocato nello scomparto di bassa tensione nelle cabine di trasformazione nel locale, equipaggiato con dispositivi di generatore (interruttori automatici di tipo magnetotermico o elettronici a controllo di massima corrente e cortocircuito) per ciascuna linea inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per mezzo del quale verrà effettuato il collegamento con l'avvolgimento BT del trasformatore BT/MT.

Le cabine di trasformazione sono della tipologia HUAWEI modello JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1 (Smart Transformer Station), pre-assemblate in fabbrica, trasportabile in sito pronte per essere installate e rappresentano una soluzione funzionale con un considerevole risparmio di tempo e di costi, dal momento che vengono fornite in campo già assemblate sia meccanicamente che elettricamente, nonché rapidità e facilità nella fase di smontaggio a fine vita utile dell'impianto. Le cabine di trasformazione sono così composte: trasformatori BT/MT 0,80/30 kV con potenza da 3300 kVA (Vcc% 6%, ONAN, Dy11, IP54), quadro MT da 36kV 16kA del tipo SF_6 conforme alla norma IEC 62271 isolati in gas sigillato ermeticamente a semplice manutenzione, quadro BT con interruttori e

fusibili di protezione.

All'interno di ciascuna cabina di trasformazione è predisposto un quadro elettrico di media tensione, cella di arrivo linea e cella di protezione con un interruttore automatico con protezione 50, 51 e 51N per la protezione dei montanti di media tensione di alimentazione dei trasformatori, un sezionatore di linea sottocarico interbloccato con un sezionatore di terra, eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta, un trasformatore per i servizi ausiliari.
Sarà realizzato un impianto di terra per la protezione dai contatti indiretti e sovratensione impulsiva al quale saranno collegate tutte le strutture metalliche di sostegno e le armature dei prefabbricati oltre che tutte le masse dei componenti elettrici di classe I.
L'impianto fotovoltaico così descritto sarà dotato di sistema di monitoraggio e controllo dell'impianto, impianto di illuminazione perimetrale e area cabine, impianto antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi).
Le varie cabine di trasformazione BT/MT saranno raggruppate in dorsali MT che confluiranno nella cabina di raccolta (ubicata nell'area di impianto destinata allo storage), per mezzo di linee elettriche in cavo interrato elettrificate a 30 kV che andranno ad innestarsi sulla corrispondente cella di linea del quadro elettrico di distribuzione in media tensione installato all'interno della cabina stessa.
Dalla cabina di raccolta partirà un unico cavidotto a 30 kV che percorrerà circa 0.880 km fino a giungere nei pressi della futura Sottostazione Elettrica Utente (SSEU) 150/30 kV.
L'impianto verrà collegato in antenna a 150 kV su uno stallo approntato nella futura sezione a 150 kV della costituenda Stazione Elettrica RTN 150/380 kV che sorgerà nel comune di Latiano (BR).

Fig. 10 – Tracciato di collegamento tra l'impianto "LOTTO 9" e la futura SE RTN 380/150 kV di Latiano

6.2 ELENCO CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO

Dati caratteristiche tecniche generali:

La centrale fotovoltaica avrà le seguenti caratteristiche generali:

- potenza fotovoltaica di 48.128,738 kWp
- potenza nominale disponibile (immiss. in rete) pari a 41.000,00kW
- produzione annua stimata: 85608 MWh
- superficie totale sito (area recinzione): 54,54 ettari
- superfici occupate dall'impianto fotovoltaico:
    - viabilità interna al campo: 23.961 mq
    - moduli FV (superficie netta): 216.132 mq
    - cabine: 1009,58 mq

Dati caratteristiche tecniche elettromeccaniche:

Il generatore fotovoltaico nella sua totalità tra i due siti sarà costituito da:

- n. 67.172 moduli fotovoltaici CANADIAN SOLAR BiHiKu7 da (710 – 715 - 720) W;
- n. 1013 tracker totali: 28-42-56-84 con moduli in verticale aventi le seguenti caratteristiche dimensionali:
    - ancoraggio a terra con pali infissi direttamente "battuti" nel terreno;
    - altezza minima da terra dei moduli 80 cm;
    - altezza massima da terra dei moduli (in orizzontale) 1,76 m;
    - pitch 4.9 m
    - tilt ±60°
    - azimut 0°
- n. 161 inverter HUAWEI SUN2000-330KTL-H1 che possono lavorare in conformità alle prescrizioni presenti del Codice di Rete.

Nell'impianto saranno inoltre presenti complessivamente:

- n. 9 cabine di trasformazione HUAWEI modello JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1: trattasi di container prefabbricati delle dimensioni pari a 6058x2896x2438 mm (W x H x D), così composte:
    - vano quadri BT;

  - vano trasformatore BT/BT per i servizi ausiliari 5 kVA;
  - trasformatore MT/BT;
  - vano quadro MT.
- n. 1 cabina di raccolta: cabina prefabbricata avente volumetria lorda complessiva pari a 33000x4000x6500 mm (W x H x D), al loro interno saranno installati:
  - Locale Distribuzione con quadro di distribuzione MT, trasformatore ausiliario MT/BT e quadro per i servizi ausiliari della centrale;
  - Locale Monitoraggio e Controllo con la componentistica dei sistemi ausiliari e monitoraggio.
- n.6 cabine di stoccaggio materiale (dimensioni W x H x D: 12200x2600x2440 mm): cabinato in container in acciaio o ad elementi prefabbricati;
- rete elettrica interna a MT per il collegamento tra le varie cabine di trasformazione e la cabina di raccolta;
- rete elettrica interna a 1500V tra i moduli fotovoltaici e gli inverter;
- rete elettrica interna a 800V tra gli inverter e le cabine di trasformazione;
- impianto di terra (posizionato lungo le trincee dei cavi di potenza) e maglia di terra delle cabine.

<u>Dati caratteristiche tecniche civili:</u>

Tutte le opere civili necessarie alla corretta collocazione degli elementi dell'impianto e al fine di garantire la fruibilità in termini di operazione e mantenimento dell'impianto nell'arco della sua vita utile:

- recinzione perimetrale a maglia metallica plastificata pari a ca. 2,00 ml dal terreno con 30 cm come misura di mitigazione ambientale, con pali in legno infissi a 75 cm;
- viabilità interna al parco larghezza di 4 metri realizzata con un materiale misto cava di cava o riciclato spessore ca. 30-50cm;
- minima regolarizzazione del piano di posa dei componenti dell'impianto fotovoltaico (strutture e cabinati) in ogni caso con quote inferiori a 1 metro al fine di non introdurre alterazioni della naturale pendenza del terreno;
- scavi a sezione ampia per la realizzazione della fondazione delle cabine elettriche e della viabilità interna e a sezione ristretta per la realizzazione delle trincee dei cavidotti MT, BT e ausiliari, in ogni caso inferiori a 1 metro all'interno delle aree recintate;

- canalizzazioni all'ingresso delle cabine, cavi inverter e cabine, cavi perimetrali per i sistemi ausiliari;
- basamenti dei cabinati (cabine di trasformazione BT/MT, cabina di raccolta e locali tecnici) e plinti di fondazione delle palificazioni per illuminazione, videosorveglianza perimetrale e recinzione;
- pozzetti per le canalizzazioni perimetrali e gli accessi nelle cabine di trasformazione;
- opere di piantumazione tra le fila dei tracker e piantumazione fascia arborea di protezione e mitigazione dell'impianto;
- eventuali drenaggi in canali aperti a sezione ristretta, a protezione della viabilità interna e delle cabine, nel caso si riscontrassero basse capacità drenanti delle aree della viabilità interna o delle aree di installazione delle cabine.

<u>Dati caratteristiche tecniche sistemi ausiliari:</u>

I sistemi ausiliari che saranno realizzati sono:

- sistema di controllo e monitoraggio impianto fotovoltaico;
- sistema antintrusione lungo l'anello perimetrale ed in prossimità dei punti di accesso e cabine, costituito da un sistema di videosorveglianza con telecamere fisse poste su pali in acciaio, da un sistema di allarme a barriere microonde (RX-TX di circa 60 m) con centralina di gestione degli accessi;
- sistema di illuminazione lungo l'anello perimetrale ed in prossimità dei punti di accesso e cabine (si accenderà solo in caso di intrusione dall'esterno);
- rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (illuminazione perimetrale, controllo, etc.).
- rete telematica interna per la trasmissione dei dati del campo fotovoltaico;
- rete idrica per l'irrigazione delle colture.

6.3 ELEMENTI COSTITUENTI L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Gli elementi principali dell'impianto fotovoltaico, in termini di componenti e opere, possono essere così riassunti e verranno dettagliai nei successivi paragrafi.

Componenti e opere elettromeccaniche:

- moduli fotovoltaici;
- tracker
- inverter;
- cabine di trasformazione MT/BT (con i trasformatori e quadri di protezione e distribuzione);
- cabina di raccolta (con quadri di protezione, distribuzione e misura MT dell'impianto);
- cabine di stoccaggio materiale;
- cavi elettrici e canalizzazioni di collegamento;
- terminali e le derivazioni di collegamento;
- impianto di terra;

Componenti e opere civili:

- recinzione perimetrale;
- viabilità interna (e esterna ove presente);
- movimentazione di terra;
- scavi e trincee;
- cabinati;
- basamenti e opere in calcestruzzo;
- pozzetti e camerette;
- drenaggi e regimazione delle acque meteoriche
- opere di verde

Componenti e opere servizi ausiliari:

- sistema di monitoraggio;
- sistema antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi);
- sistema di illuminazione;
- sistema idrico.

7. COMPONENTI E OPERE ELETTROMECCANICHE

7.1 MODULI FOTOVOLTAICI

La scelta dei moduli deve garantire il grado di assoluta affidabilità, durabilità e rendimento anche in funzione delle temperature medie del sito di intervento. Selezione di fornitura moduli attuata tra fornitori con rating Tier-1.

I moduli saranno con celle di silicio monocristallino o policristallino con composizione vetro-tedlar con cornice, J-box sul retro con impiego di vetro temperato, resine EVA, strati impermeabili e cornice in alluminio. La scatola di giunzione, avente grado di protezione IP68, contiene i diodi di by- pass che garantiscono la protezione delle celle dal fenomeno di hotspot.

I cavi forniti a corredo saranno del tipo precablati sez min 4 mm2 completi di connettori preinnestati tipo MC4 o similari. Ogni modulo sarà corredato di diodi bypass per minimizzare la perdita di potenza per fenomeni di ombreggiamento.

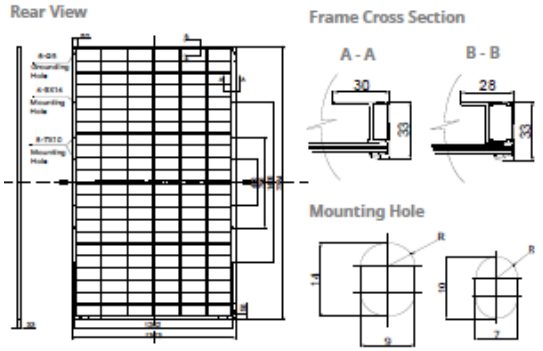
I moduli fotovoltaici saranno dotati di un'etichetta segnaletica contenente nome del fabbricante, numero del modello, potenza in Wp e numero di serie. Devono essere certificati secondo IEC 61215 e IEC 61730 rilasciate da laboratori accreditati secondo la norma ISO/IEC 17025 e avere Classe di isolamento Safety Class II e della Direttiva CEE 89/392.

Il collegamento meccanico tra i vari moduli e tra questi e le strutture metalliche secondarie di sostegno, verranno effettuati mediante profili in alluminio anodizzato con bulloneria in acciaio inossidabile o zincato.

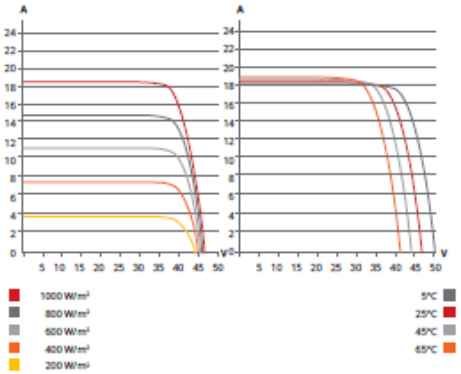
La consistenza dei singoli campi elettrici, quindi numero dei moduli collegati in serie per costituire le singole stringhe e numero di stringhe collegate in parallelo all'interno dei rispettivi inverter, sono riportati negli elaborati grafici.

I moduli fotovoltaici previsti sono della CANADIAN SOLAR tipo BiHiKu7 bifacciale con potenza nominale di (710-715-720) Wp con potenza media di 716.5 Wp di dimensioni pari a 2384×1303×35 mm e caratteristiche similari a quelle riportate nella seguente specifica tecnica:

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-680TB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-695TB-AG		695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%
Bifacial Gain**	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	20.18 A	47.7 V	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%
CS7N-700TB-AG		700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%
Bifacial Gain**	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	19.41 A	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	20.22 A	47.9 V	20.34 A	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	22.19 A	27.0%
CS7N-705TB-AG		705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%
Bifacial Gain**	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	19.47 A	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	20.27 A	48.1 V	20.39 A	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	22.25 A	27.2%
CS7N-710TB-AG		710 W	40.4 V	17.59 A	48.3 V	18.59 A	22.9%
Bifacial Gain**	5%	746 W	40.4 V	18.47 A	48.3 V	19.52 A	24.0%
	10%	781 W	40.4 V	20.32 A	48.3 V	20.45 A	25.1%
	20%	852 W	40.4 V	21.11 A	48.3 V	22.31 A	27.4%
CS7N-715TB-AG		715 W	40.6 V	17.63 A	48.5 V	18.64 A	23.0%
Bifacial Gain**	5%	751 W	40.6 V	18.51 A	48.5 V	19.57 A	24.2%
	10%	787 W	40.6 V	20.36 A	48.5 V	20.50 A	25.3%
	20%	858 W	40.6 V	21.16 A	48.5 V	22.37 A	27.6%
CS7N-720TB-AG		720 W	40.8 V	17.67 A	48.7 V	18.69 A	23.2%
Bifacial Gain**	5%	756 W	40.8 V	18.55 A	48.7 V	19.62 A	24.3%
	10%	792 W	40.8 V	20.41 A	48.7 V	20.56 A	25.5%
	20%	864 W	40.8 V	21.20 A	48.7 V	22.43 A	27.8%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: ±3 % (Pmax).
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-695TB-AG	525 W	37.6 V	13.97 A	45.1 V	14.87 A
CS7N-700TB-AG	528 W	37.8 V	14.00 A	45.3 V	14.91 A
CS7N-705TB-AG	532 W	37.9 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A
CS7N-710TB-AG	536 W	38.1 V	14.06 A	45.7 V	14.99 A
CS7N-715TB-AG	540 W	38.3 V	14.09 A	45.8 V	15.03 A
CS7N-720TB-AG	544 W	38.5 V	14.12 A	46.0 V	15.07 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 × 1303 × 33 mm (93.9 × 51.3 × 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2/XY, PV-KBT4-EVO2/XY (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2A/xy, PV-KBT4-EVO2A/xy (IEC 1500V)
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	561 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 5 W
Power Bifaciality*	80 %

* Power Bifaciality = $Pmax_{rear}$ / $Pmax_{front}$, both $Pmax_{rear}$ and $Pmax_{front}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.30 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

PARTNER SECTION

Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd.
333 Drummond Street, Carlton VIC 3053, Australia, sales.au@csisolar.com, www.csisolar.com/au

October 2022. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V1.1C1_AU
* Manufactured and assembled in China, Thailand and Vietnam.

Fig. 11 - Dimensioni, specifiche tecniche e prestazionali pannelli fotovoltaici CANADIAN SOLAR tipo BiHiKu7

7.2 INSEGUITORI SOLARI (TRACKER)

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori solari monoassiali "Tracker". I moduli fotovoltaici saranno installati su singola fila in configurazione portrait (verticale) rispetto all'asse di rotazione del tracker; ciascun tracker si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché ognuno è dotato di un proprio motore.

L'asse di rotazione (asse principale del tracker) è in linea generale orientato nella direzione nord-sud, ma nel caso particolare oggetto di questo studio, avrà una inclinazione (azimut) di 0° per tutto l'impianto. Il range di rotazione completo del tracker è pari a 120° (-60°/+60°). La movimentazione dei tracker nell'impianto fotovoltaico è controllata da un software che include un algoritmo di backtracking per evitare ombre reciproche tra file adiacenti. Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare l'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe. L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità all'Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo. I tracker possono resistere fino a velocità del vento di 47m/s. L'angolo di sicurezza non è zero (posizione orizzontale) ma un angolo diverso da zero, per evitare instabilità dinamico ovvero particolari oscillazioni che potrebbero danneggiare i moduli ed il tracker stesso.

Per quanto attiene le fondazioni i tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. La profondità standard di infissione varia da 1,3 a 1,7 m, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire anche modifiche non trascurabili. La scelta di questo tipo di inseguitore evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.

La scelta dei tracker è ricaduta sul modello NX Horizon 2.4 Solar Tracker.

Per la collocazione degli inverter saranno utilizzate delle strutture a palo infisso in acciaio zincato a caldo, dotate di tettuccio parasole:

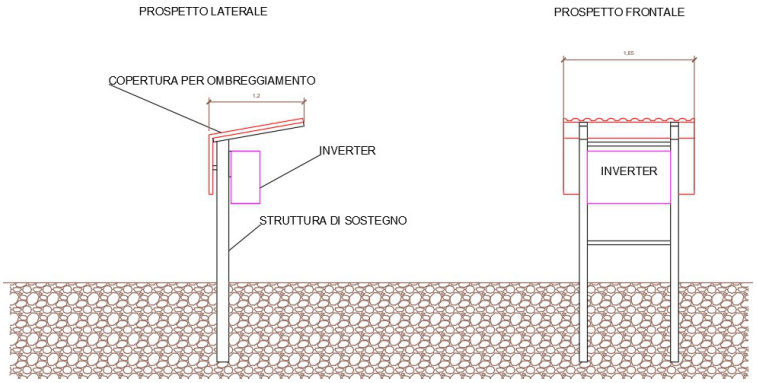


Fig. 12 - Tipico struttura supporto inverter

7.3 INVERTER

L'inverter è sostanzialmente il gruppo di conversione è idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso del gruppo di conversione sono compatibili con quelli del generatore fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

La soluzione inverter è del tipo Distribuito, per cui gli ingressi sono costituiti dalle stringhe dei moduli fotovoltaici che sono direttamente connesse all'inverter, mentre le uscite sono direttamente inviate nella cabina di trasformazione dove sono collocati i quadri di parallelo in bassa tensione.

L'impianto è connesso sulla rete MT per cui il dispositivo di interfaccia è gestito sul lato MT e quindi la programmazione dei dispositivi di interfaccia dei singoli inverter devono permettere regolazioni più ampie rispetto a quelle imposte sul dispositivo di interfaccia generale. Il firmware con le rispettive regolazioni sarà "uplodato" nelle macchine in fase di messa in servizio e deve essere lo stesso per tutte le macchine.

L'inverter non necessariamente dotato di display avrà la comunicazione ad onde convogliate o in cavo per l'interfacciamento con il sistema scada di controllo delle prestazioni, al fine di visualizzare energia prodotta, parametri caratteristici elettrici, ore di funzionamento e allarmi.

Verranno utilizzati 161 inverter Huawei SUN2000-330KTL-H1.

Il gruppo di conversione è previsto il modello HUAWEI SUN2000-330KTL-H1; le caratteristiche tecniche sono riportate nella tabella riportata di seguito:

Fig. 13 - Inverter SUN2000-330KTL-H1

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosϕ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnector(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 ℃ ~ 60 ℃
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless

Fig. 14 - Specifiche tecniche dell'inverter

Il sistema di conversione e controllo di ciascun inverter è costituito essenzialmente dalle seguenti parti:

- filtro lato corrente continua
- ponte a semiconduttori (IGBT)
- unità di controllo
- filtro di uscita
- sistema di acquisizione dati (DAS)

Il convertitore statico DC/AC è un inverter PWM di tipo full digital a commutazione forzata, che, funzionando in parallelo alla rete elettrica di distribuzione, erogherà nella rete stessa l'energia generata dal campo fotovoltaico inseguendo il punto di massima potenza. L'inverter è fornito di filtri per il contenimento delle armoniche verso rete secondo la vigente normativa; il fattore di potenza può essere regolato tra 0.8 in ritardo e 0.8 in anticipo. L'unità convertitore comprende un filtro per ridurre il ripple di corrente lato corrente continua e garantire che la corrente fluisca continuativamente in tutte le condizioni operative mantenendo il ripple di corrente entro qualche percento. Il ponte a semiconduttori (IGBT) a commutazione forzata consente di trasferire l'energia del campo fotovoltaico verso il trasformatore MT/BT a 30.000 V. Il convertitore sarà galvanicamente isolato dalla rete e dotato di opportuni sistemi di protezione contro le sovratensioni di commutazione, i cortocircuiti e le sovratemperature. L'unità di controllo è costituita da:

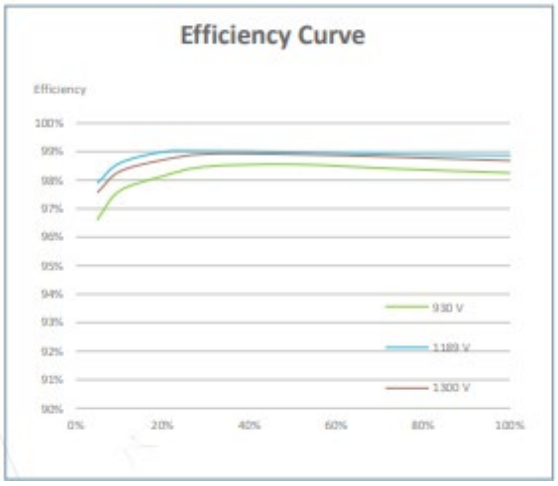
- schede di pilotaggio del convertitore
- circuiti di regolazione
- logiche e limiti convertitore
- alimentatore servizi interni
- protezioni
- circuiti ausiliari di interazione
- controllo MPPT (maximum power point tracking) e gestione di sistema.

L'inverter si attiverà automaticamente quando l'irraggiamento supera una soglia predeterminata regolabile e si disattiverà quando la potenza scende al di sotto del 10% del valore nominale. L'inverter si disattiverà inoltre in caso di malfunzionamenti e di corto circuito.

Il controllo del cosφ dell'inverter è settato su cosφ=1; tuttavia esso regola continuamente il cosφ mantenendolo nel range di funzionamento previsto.

Nella seguente tabella sono riportate le principali caratteristiche tecniche dell'inverter.

General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 ℃ ~ 60 ℃
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless



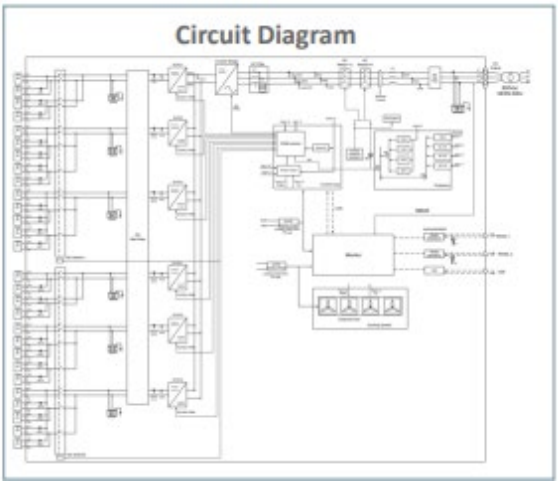


Fig. 15 - Dimensioni, specifiche tecniche e prestazionali dell'inverter

7.4 CABINE DI TRASFORMAZIONE MT/BT

Come cabine di trasformazione MT/BT saranno adottate delle soluzioni cabinate a container prefabbricati della HUAWEI modello JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1 progettate secondo le vigenti normative impiantistiche, di quanto richiesto dalla legge nr. 186 del 1968 inerente alla costruzione a "regola d'arte" e dalle norme antinfortunistiche vigenti.

È prevista l'installazione di 9 cabine di trasformazione, ciascuna con volumetria lorda complessiva pari a 6058x2896x2438 mm (W x H x D),

così composte:

- vano quadri BT;
- vano trasformatore BT/BT per i servizi ausiliari 5 kVA;
- trasformatore MT/BT;
- vano quadro MT.

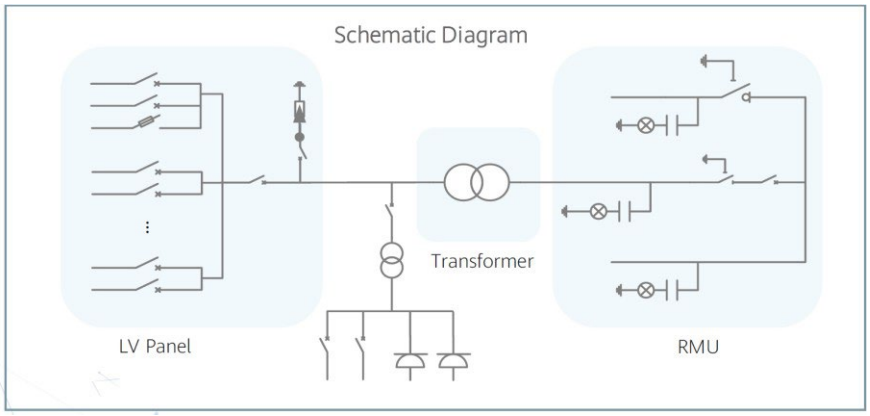


Fig. 16 – Schema di funzionamento della cabina di trasformazione MT/BT

Trasformatore MT/BT

Per poter immettere l'energia elettrica erogata dagli inverter sulla rete di elettrica è necessaria innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 30kV.

Per conseguire questo obiettivo si dovranno utilizzare appositi trasformatori elevatori MT/BT della potenza di 3300 kVA.

Tutti i trasformatori MT/BT elevatori saranno a singolo secondario con tensione di 800V ed avranno una tensione al primario di 30 kV e avranno le caratteristiche indicate di seguito:

- tipo in OLIO
- frequenza nominale 50 Hz
- campo di regolazione tensione maggiore +/-2x2,5%
- livello di isolamento secondario 3 kV
- livello di isolamento primario 36kV
- simbolo di collegamento Dyn 11
- collegamento secondario stella
- collegamento primario triangolo
- tipo raffreddamento olio minerale
- altitudine sul livello del mare ≤ 1000m
- impedenza di corto circuito a 75°C 6%
- livello scariche parziali ≤ 10 pC.

Quadro MT

Il quadrò sarà da 36kV 16kA di tipo protetto (METAL ENCLOSED), di tipo modulare in modo da formare quadri di distribuzione e trasformazione.
Opportuni dispositivi di interblocco meccanico e blocchi a chiave fra gli apparecchi impediranno errate manovre, garantendo comunque la sicurezza per il personale. Il quadro elettrico MT, di tipo protetto, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- scomparto di arrivo linea, che conterrà il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra;
- scomparto di protezione del trasformatore MT/BT;
- scomparto di protezione con interruttore generale sulla ripartenza linea;
- scomparto di misura (ove previsto).

Gli scomparti di protezione saranno dotati di protezione sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato da relè di protezione in corrente (50 e 51, 51N).

Quadro BT

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un quadro elettrico di bassa tensione installato all'interno del locale di conversione ed equipaggiato con dispositivi di generatore, uno per ogni inverter, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico. Generalmente si utilizzano interruttori automatici per usi domestici e similari conformi alla norma CEI 23-3 se la corrente di impiego del circuito da proteggere è inferiore a 125 A. Se la corrente del circuito da proteggere è superiore a 125 A si utilizzano interruttori automatici per usi industriali, conformi alla norma CEI 17-5. Se richiesto dal sistema di protezione contro i contatti indiretti, gli interruttori hanno anche un relè differenziale (di tipo AC se l'inverter è dotato di trasformatore di isolamento, in caso contrario di tipo B) la cui corrente differenziale nominale di intervento è coordinata con la resistenza di terra dell'impianto di terra.

Trasformatore ausiliario BT/BT e quadro per i servizi ausiliari

Sono previsti, inoltre, degli scomparti servizi ausiliari in ciascuna cabina di trasformazione MT/BT, all'interno di ognuno dei quali verrà installato un trasformatore ausiliario BT/BT 800/400-230V da 5kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di cabina:

- relè di protezione;

- sganciatori degli interruttori MT;
- relè ausiliari per la segnalazione delle avarie;
- ventilatori;
- datalogger.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato "quadro elettrico servizi ausiliari".

7.5 CABINA DI RACCOLTA

Per la cabina di raccolta sarà adottata una soluzione cabinata a container, oppure prefabbricata, progettata secondo le vigenti normative impiantistiche, di quanto richiesto dalla legge nr. 186 del 1968 inerente alla costruzione a "regola d'arte" e dalle norme antinfortunistiche vigenti.
È prevista l'installazione di una cabina di ricezione con volumetria lorda complessiva pari a 33000x6500x4000 mm, costituita da più vani e saranno costituite dai seguenti elementi:

- quadro di distribuzione di media tensione;
- trasformatore ausiliario MT/BT e quadro per i servizi ausiliari della centrale.

<u>Quadri di distribuzione MT</u>

Si prevede l'impiego di quadri MT di tipo protetto (METAL ENCLOSED), i quadri di progetto sono di tipo modulare in modo da formare quadri di distribuzione per quanto in progetto, la tensione nominale dei quadri MT sarà 30 kV. Opportuni dispositivi di interblocco meccanico e blocchi a chiave fra gli apparecchi impediranno errate manovre, garantendo comunque la sicurezza per il personale. Il quadro elettrico di media tensione, di tipo protetto, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- scomparto di arrivo linea
- scomparti partenza linee;
- scomparto di misura (ove previsto);
- scomparto servizi ausiliari.

Lo scomparto di arrivo nella cabina di raccolta conterrà il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra.

Lo scomparto di partenza linea conterrà un dispositivo di protezione contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato da relè di protezione in corrente (50 e 51, 50N e 51N, 67N). Da ciascuno scomparto linea, partirà una linea di media tensione in cavo interrato che andrà ad attestarsi sul quadro elettrico di media tensione installato all'interno della corrispondente cabina di trasformazione (nel caso delle cabine di ricezione di campo) o di ricezione di campo.
Gli scomparti verranno predisposti completi di bandella in piatto di rame interna ed esterna per il collegamento equipotenziale all'impianto di terra. Saranno protetti da scaricatori contro le scariche atmosferiche.

Trasformatore ausiliario MT/BT e quadro per i servizi ausiliari

È prevista l'installazione, nello scomparto servizi ausiliari in ciascuna cabina di raccolta, di un trasformatore MT/BT da 5-50kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di centrale:

- relè di protezione;
- sganciatori degli interruttori MT;
- relè ausiliari per la segnalazione delle avarie;
- impianto illuminazione perimetrale;
- impianto di videosorveglianza;
- dispositivo di monitoraggio delle performance;
- dispositivi di comunicazione e dati.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato "quadro elettrico servizi ausiliari".
La cabina di raccolta dei campi sarà dotata di locale controllo e monitoraggio, contenente al loro interne le seguenti apparecchiature principali:

- quadro di bassa tensione dei sistemi ausiliari
- rack sistema di videosorveglianza
- rack sistema informatico per comunicazione dati
- postazione operatore

- climatizzatore.
- UPS.

7.6 LOCALI TECNICI: CABINE DI STOCCAGGIO MATERIALE

Per le cabine di stoccaggio sarà adottata una soluzione cabinata a container, oppure prefabbricata, progettata secondo le vigenti normative impiantistiche, di quanto richiesto dalla legge nr. 186 del 1968 inerente alla costruzione a "regola d'arte" e dalle norme antinfortunistiche vigenti.
È prevista l'installazione di una tipologia con volumetria lorda complessiva pari a 12200x2600x2440 mm (W x H x D), costituita da un singolo o più vani interni dove verranno alloggiati all'interno armadi per lo stoccaggio del materiale.

Fig. 17 – Vista interna cabina di stoccaggio materiale

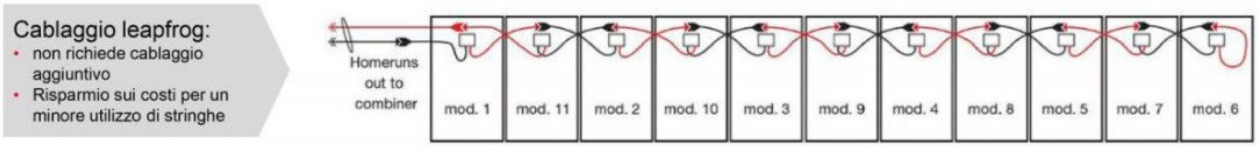
7.7 CAVI ELETTRICI

Le caratteristiche dimensionali ed i percorsi sono riportati nel documento specifico "Calcoli Preliminari degli impianti" e nei planimetrici di progetto.

<u>Cavi elettrici lato c.c.</u>

Cavi elettrici lato c.c.– Tipologie

Per il collegamento elettrico "serie" dei moduli necessari per realizzare le singole stringhe previste dal presente progetto, si utilizzeranno i cavi elettrici posti a corredo dei moduli stessi. Per le connessioni "entra/esci" verranno utilizzati connettori preintestati tipo MC4 o similari.
Per le connessioni, fermo restando che le lunghezze dei moduli lo consentano, si utilizzerà la connessione leap-frog (vedi schema) al fine di ridurre al minimo le lunghezze dei cavi dc e le relative perdite:



La lunghezza dei cavi elettrici posti a corredo dei moduli e la conformazione delle corrispettive stringhe installate sulle strutture in progetto è ritenuta sufficiente per effettuare i collegamenti serie e quindi non sono previsti ulteriori giunti o nuovi cavi elettrici. Per quanto riguarda il bloccaggio dei cavi, questi saranno ancorati alla struttura metallica secondaria prevista dal progetto mediante fascette plastificate in materiale adatto per la posa all'esterno e resistente alla radiazione UV. L'intero cablaggio non sarà visibile dall'esterno in quanto protetto dai moduli stesi.

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento tra le stringhe e gli inverter sono previsti conduttori di tipo solare unipolare flessibile stagnato in doppio isolamento o equivalenti appositamente progettati per l'impiego in campi FV per la produzione di energia.

Caratteristiche tecniche:

- conduttore: corda flessibile di rame stagnato o in alluminio, classe 5
- isolante: mescola LS0H di gomma reticolata speciale di qualità G21 LS0H = Low Smoke Zero Halogen
- max. tensione di funzionamento 1800 Vc.c.
- temperatura ambiente: da -40°C fino a +90°C per installazione fissa e flessibile
- temperatura di corto circuito: 200° C al conduttore max 5 sec
- raggio minimo di curvatura: 4xD (D=Diametro totale del cavo)
- durata di vita attesa pari a 30 anni
- verifica del comportamento a lungo termine conforme alla Norma IEC 60216
- resistenza alla corrosione
- ampio intervallo di temperatura di utilizzo;
- resistenza ad abrasione;
- ottimo comportamento del cavo in caso di incendio: bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi;
- resistenza ad agenti chimici;
- facilità di assemblaggio;

- compatibilità ambientale e facilità di smaltimento.

Sezioni tipiche in funzione delle distanze tra i dispositivi:

- S = 6 mm2 Iz (60 C°)
- S = 10 mm2 Iz (60 C°)
- S = 16 mm2 Iz (60 C°)

<u>Cavi elettrici lato a.c.</u>

Cavi elettrici lato a.c.– Tipologie

Il collegamento elettrico, lato corrente alternata, tra l'inverter e il quadro di parallelo BT delle cabine di trasformazione, verrà effettuato mediante cavi elettrici in alluminio tipo ARG16R16 0,6/1 kV o equivalente le seguenti specifiche principali che il cavo deve soddisfare:

- Conduttore in alluminio;
- Tipo e qualità di isolamento: Mescola di gomma HEPR etilenpropilenica ad alto modulo a 90°C (G16)
- Guaina (rivestimento non metallico): Composto di PVC, qualità R16
- Nel caso in cui i cavi siano esposti al sole, devono essere protetti tramite condotti o devono essere resistenti ai raggi UV.

Il collegamento elettrico, lato corrente alternata, tra quadro ausiliario e circuiti ausiliari, verrà effettuato mediante cavi elettrici in alluminio tipo FG17 o equivalente.

Per il collegamento elettrico, lato MT, tra gli skid di conversione all'interno del campo fotovoltaico fino alla cabina di raccolta saranno utilizzati cavi con airbag tipo ARP1H5(AR)E_P-Laser o armati. Nel caso in cui vengano scelti altri tipi di cavo, queste le specifiche che occorre rispettare:

- Conduttore in alluminio;
- Conduttore rigido a trefoli (compattato);
- Tipo e qualità di isolamento:
    - Mescola di gomma etilenpropilenica ad alto modulo a 90°C (G7)
    - Mescola di polietilene reticolato a 85°C (XLPE), se il cavo è fatto con un nastro legante non igroscopico
    - Mescola di elastomero termoplastico (tipo HPTE)
- Schermo e conduttori concentrici:

    - Nastro di rame, filo piatto o schermo di filo
    - Nastro di alluminio laminato longitudinalmente
- Guaina (rivestimento non metallico)
    - Composto termoplastico, tipo Ez

Nel caso in cui la resistività termica del terreno sia inaccettabile (es. terreno roccioso con valori superiori a 2,5 k m/W), il riempimento della trincea deve essere scelto in modo da ridurla a valori normali (< 2 k m/W) e in sede di progetto esecutivo occorrerà considerare l'esatta resistività termica del terreno e utilizzare il relativo fattore di correzione (secondo i criteri di dimensionamento dei cavi). In presenza di cavi non armati, si rende necessaria l'installazione di una protezione meccanica in materiale inerte o coppi di cemento o altro materiale idoneo con un'elevata resistenza meccanica. Il collegamento elettrico delle connessioni equipotenziali delle strutture di fissaggio dei moduli fotovoltaici, il progetto prevede cavi N07V-K con sezione minima pari a 6mmq.

<u>Cavi di segnale e comando</u>

Cavi di segnale e comando – tipologie

A seconda del segnale, sarà installato il tipo di cavo appropriato come descritto di seguito:

- Comando: Cavo multipolare tipo FG17 sezione minima del nucleo 1,5 mm2;
- Segnali digitali: Cavo multipolare tipo FG7HO2R sezione minima del nucleo 1,5 mm2;
- Segnali analogici: Cavo multipolare tipo FG7HO2R sezione minima del nucleo 0,5 mm2;
- Segnali BUS RS485: Cavo a coppie ritorte e schermato a 4 fili Belden Code 3106A;
- Segnali Ethernet: cavo Ethernet Cat.6a F/UTP o STP;
- Segnali ottici: Fibra ottica mono o multi con numero di fibre pari a 12 o 24, a seconda delle distanze.

<u>Cavi di segnale – specifiche</u>

Tutti i cavi utilizzati per le connessioni dei dati, sicurezza e comando di segnale saranno di tipo schermato con schermo coprente al 100%, possono essere armati e potranno essere interrati direttamente, oppure non armati e dovranno essere posati in apposite condutture PVC o HDPE e meccanicamente protetti.

I cavi dei segnali, da installare fuori dalle cabine di controllo, da preferire con caratteristiche anti-roditori, qualora esista la necessità e non siano installati dispositivi dissuasori, e resistenti alle radiazioni ultraviolette in grado di assicurare una durata di vita garantita durata di vita garantita di

almeno 25 anni.

Fibra ottica – Specifiche

I colori delle fibre ottiche devono essere stabili durante i cicli di temperatura e non devono essere soggetti a sbiadimento o sbiadire o sbavare l'uno sull'altro o nel materiale di riempimento gel. I colori non devono far aderire le fibre tra di loro. Tutte le fibre ottiche devono essere sufficientemente prive di imperfezioni e inclusioni superficiali per soddisfare i requisiti ottici, meccanici e ambientali della presente specifica, meccaniche e ambientali di questa specifica.

Il cavo non deve contenere elementi metallici (dielettrici) a meno che non sia richiesta l'armatura.
Le giunzioni di fibre ottiche all'interno di singole lunghezze di cavo non sono permesse.
Le condutture devono essere sigillate con un gel non igroscopico, non nutritivo per i funghi, elettricamente non conduttivo, con gel omogeneo privo di sporcizia e materiale estraneo, facile da rimuovere con solventi convenzionali non tossici.
Specifiche meccaniche per le fibre ottiche:

- Raggio minimo di curvatura (mm): ≤ 150 mm
- Resistenza allo schiacciamento: ≥ 2500 N
- Resistenza all'impatto: ≥ 10x 2 Nm

7.8 CANALIZZAZIONI

Le caratteristiche dimensionali ed i percorsi sono riportati negli schemi allegati e planimetrici di progetto.

Canalizzazioni - Tipologie

I cavi elettrici con connettori tipo MC4 o similari preassemblati sui moduli fotovoltaici saranno posati a vista utilizzando le strutture metalliche di supporto ai moduli stessi ed ancorati alla struttura con opportune fascette in materiale plastico resistente alla radiazione UV.

I cavi, lato corrente continua, utilizzati per il collegamento delle stringhe del campo elettrico fotovoltaico agli inverter saranno posti longitudinalmente alla struttura di supporto moduli e ancorandoli alla medesima struttura, nei tratti ove disponibile, e/o posti all'interno di opportuni cavidotti interrati realizzati con tubazioni plastiche in PVC o HDPE, nei tratti di collegamento trasversale tra una fila di moduli e l'altra.

I cavi, lato corrente alternata di bassa tensione, utilizzati per il collegamento tra l'uscita degli

inverter e il quadro di parallelo BT inverter posto nella cabina di trasformazione, saranno posti direttamente interrati o in cavidotti tubo a doppia parete corrugato esternamente - liscia internamente, in polietilene tipo medio, con resistenza allo schiacciamento pari a 450N. Si utilizzeranno cavidotti all'ingresso delle cabine di trasformazione.

cavi, lato corrente alternata tra il quadro di parallelo ed il trasformatore sono integrati nella cabina di trasformazione posti all'interno di canalizzazioni all'interno del box apparecchiature elettriche. I cavi, lato corrente alternata di media tensione, tra il quadro di media tensione della cabina di trasformazione ed il quadro di media tensione della cabina di ricezione saranno posti direttamente interrati o posti in cavidotti tubo a doppia parete corrugato esternamente - liscia internamente, protetti meccanicamente da uno strato di materiale inerte.

I cavi elettrici utilizzati per gli impianti ausiliari, quali illuminazione perimetrale, antifurto, etc. saranno posati in opera in cavidotti con tubazioni plastiche in PVC o HDPE con canalizzazioni separate tra linea dati e linee di potenza. Tali tubazioni possono essere condutture per cavi, canaline per cavi, canalizzazioni o pozzi scavati nella struttura di un edificio ecc. L'uscita del cavo dal canale in pvc attraverso il punto di ingresso nelle scatole deve essere protetta meccanicamente con adeguato pressacavo, nel caso di cavo singolo, o da una adeguata guaina semirigida, nel caso di più cavi. Se non diversamente stabilito, le canaline provenienti dal piano di calpestio, saranno protetti alla base da un adeguato collo di protezione.

I cavi all'interno dei locali avranno la possibilità di essere infilati e sfilati dalle tubazioni con facilità e nei punti di derivazione dove risulti problematico l'infilaggio, saranno installate scatole di derivazione, in metallo o in PVC a seconda del tipo di tubazioni, complete di coperchio fissato mediante viti filettate.

7.9 TERMINALI E DERIVAZIONI

Tutte le terminazioni devono essere effettuate secondo le migliori pratiche utilizzando guaine termo restringenti.

Occorrerà garantire il corretto abbinamento dei cavi in alluminio e rame per evitare qualsiasi problema che possono sorgere a causa dei diversi metalli, utilizzando connettori bimetallici in rame/alluminio.

In caso di utilizzo di cavi in alluminio non compatibili con le apparecchiature installate (in termini di rigidità, sezione, ecc) occorrerà fornire scatole di interfaccia per adattare cavi e apparecchiature.

Tutte derivazioni dei vari circuiti devono essere eseguite esclusivamente entro cassette di derivazione e mediante morsetti trasparenti in materiale isolante ed autoestinguente, con serraggio dei cavi tramite vite unica in conformità alle norme CEI.

Le cassette di derivazione impiegate potranno essere:

- Cassette da esterno a doppio isolamento in materiale isolante auto-estinguente (resistente fino a 650°C alla prova del filo incandescente CEI 23-19), con marchio di qualità, in esecuzione IP65, posate a vista a parete/pavimento;
- Cassette da esterno a doppio isolamento in vetroresina, di forma ottagonale, in esecuzione IP54 posate a vista in aree esterne alla cabina.

Tutte le cassette disporranno di coperchio rimovibile soltanto mediante l'uso di attrezzo. Le cassette saranno del tipo modulare, con altezza e metodo di fissaggio uniformi. Per tutte le connessioni verranno impiegati morsetti da trafilato o morsetti volanti a cappuccio con vite isolati.

7.10 IMPIANTO DI TERRA

L'impianto di terra è unico per lato di bassa e media tensione e sarà conforme alle prescrizioni della norma CEI 99-3 e dimensionato sulla base della corrente di guasto a terra sulla rete MT di alimentazione e del tempo di eliminazione del guasto a terra da parte dei dispositivi di protezioni MT. I conduttori di terra e di protezione avranno sezione adeguata a sopportare le eventuali sollecitazioni meccaniche alle quali potrebbero essere sottoposti in caso di guasti, calcolata e/o dimensionata secondo quanto stabilito dalle norme CEI. La sezione dei conduttori sarà tale che la massima corrente di guasto non provocherà sovratemperature inammissibili per essi.

Rete di terra

All'interno del campo fotovoltaico sarà realizzata una rete di terra costituita da conduttori nudi di rame o in acciaio zincato del tipo per posa nel terreno e dispersori in rame in prossimità delle cabine MT, a cui saranno collegati, mediante conduttori e sbarre equipotenziali in rame. La rete di terra sarà interrata ad una profondità di almeno 0,5m lungo le trincee dei cavi ac. e la sezione del conduttore di protezione principale rimarrà invariata per tutta la sua lunghezza.
A tale rete saranno collegate tutte le strutture metalliche di supporto dei moduli e tutte le masse estranee (recinzione, etc) e le armature dei prefabbricati oltre che tutte le masse dei componenti elettrici di classe I. Le giunzioni fra elementi del dispersore saranno protette contro le corrosioni.

Rete di terra cabine

L'impianto di terra delle cabine sarà costituito, conformemente alle prescrizioni della Norma CEI EN 50522 ed alle prescrizioni della Guida CEI 11-37, da una maglia di terra realizzata con conduttori nudi in rame elettrolitico di sezione non inferiori a 35 mm2 o equivalenti in piattina in acciaio zincato, interrati ad una profondità di almeno 0,7 m, collegati a dispersori in rame infissi al suolo in prossimità degli angoli della rete di terra delle cabine.

Messa a Terra di cabina

Le cabine di trasformazione avranno collegati alla rete di terra della cabina i seguenti elementi:

- il centro stella dell'avvolgimento secondario (neutro);
- le carpenterie metalliche;
- le carcasse dei trasformatori;
- le manopole dei sezionatori;
- i comandi degli interruttori automatici;
- i telai delle finestre e delle porte metalliche;
- i cassoni di contenimento delle apparecchiature.

I suddetti collegamenti faranno capo singolarmente ad un collettore di terra posizionato all'interno della cabina di trasformazione, allo scopo di eseguire le necessarie misurazioni. Saranno montate su bulloni zincati, verniciate in giallo e le connessioni fra le stesse saranno realizzate con saldatura a castorin. L'intero sistema di terra soddisferà alle corrispondenti norme C.E.I. (11-1) con particolare riguardo alle tensioni di passo e di contatto.

Collegamenti equipotenziali

I conduttori di protezione, per i collegamenti ai nodi di terra delle masse metalliche di tutte le apparecchiature e condutture elettriche in AC e di tutte le eventuali masse metalliche estranee accessibili, saranno costituiti da corda di rame flessibile, isolata in PVC giallo-verde, di tipo non propagante l'incendio a Norme CEI 20-22. Saranno costituiti da cavi unipolari facenti parte della stessa conduttura dei conduttori attivi e da anime di cavi multipolari.

Tutti i conduttori di protezione equipotenziale avranno colorazione giallo-verde e la loro destinazione sarà identificata, nei punti principali di connessione, mediante targhette. Detti conduttori in parte saranno contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno dorsali indipendenti comuni a più circuiti.

I morsetti di collegamento alle masse metalliche avranno caratteristiche tali da assicurare un contatto sicuro nel tempo.

Conduttori di terra – Sezioni

La sezione del conduttore di protezione principale rimarrà invariata per tutta la sua lunghezza e la sezione sarà adeguata a sopportare le eventuali sollecitazioni meccaniche alle quali potrebbero essere sottoposti in caso di guasti, calcolata e/o dimensionata secondo quanto stabilito dalle norme CEI, tale che la massima corrente di guasto non provocherà sovratemperature inammissibili per essi.

La sezione dei collegamenti equipotenziali avrà sezione variabile non inferiore a quella indicata dall'art. 543.1.1 della norma CEI 64-8 che esprime il relativo calcolo nella seguente relazione:

S_p = RADQ (I_2 t) / K

dove:

- S_p sezione del conduttore di protezione (mm2),
- I valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
- t il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
- K fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti e dalle temperature iniziali e finali.

La Norma CEI EN 60439-1 definisce un metodo che permette di stabilire la sezione del conduttore di protezione in funzione della sezione dei conduttori attivi, a condizione che sia utilizzato lo stesso materiale dei conduttori attivi.

Sezione dei conduttori attivi (mmq)	**Sezione minima del PE (mmq)**
S <= 16	S
16 <= S < 35	16
35 <=S <= 400	S/2
400 <= S <= 800	200
S <= 800	S/4

I conduttori impiegati per collegamenti equipotenziali nelle cabine avranno sezione minima pari alla metà della sez. del conduttore di protezione principale dell'impianto e per le connessioni agli armadi verranno impiegati conduttori di sezione anche superiore.

8. COMPONENTI E OPERE CIVILI

Le opere civili necessarie per la realizzazione della centrale fotovoltaica consistono nei seguenti tipi di intervento.

8.1 RECINZIONE PERIMETRALE

L'intera area destinata all'impianto fotovoltaico sarà delimitata da una recinzione perimetrale con un'altezza di 1,75 m. La recinzione sarà sopraelevata dal suolo di circa 30 cm, quale misura di mitigazione ambientale, al fine di consentire il passaggio della piccola fauna terrestre. Nel complesso, l'altezza massima della recinzione risulterà pari a 2,05 m.

La recinzione sarà realizzata in rete a maglia metallica plastificata 5 x 5 cm con filo con diametro 2,5 mm, con vivagni di rinforzo in filo di ferro zincato e sarà fissata al terreno con pali verticali di supporto in legno circolari di diametro pari a 10 cm, infissi nel suolo a 75cm con rinforzi distanti gli uni dagli altri 2.5 ml..

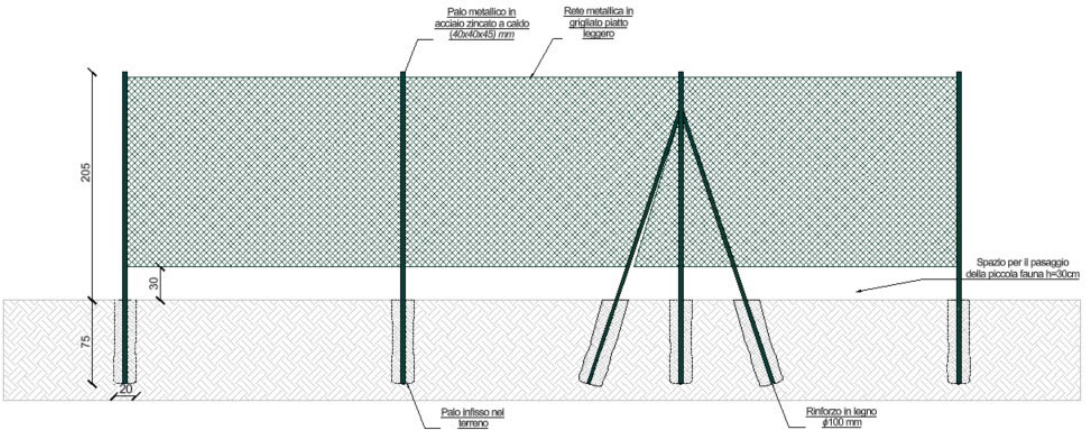


Fig. 18 – Recinzione perimetrale

L'accesso all'area sarà garantito attraverso un cancello a doppia anta a battente di larghezza pari a 5 m, idoneo al passaggio dei mezzi pesanti. Il cancello sarà realizzato in acciaio zincato a caldo con supporti in acciaio 15 x 15 cm e fissato su trave di fondazione in cemento armato.

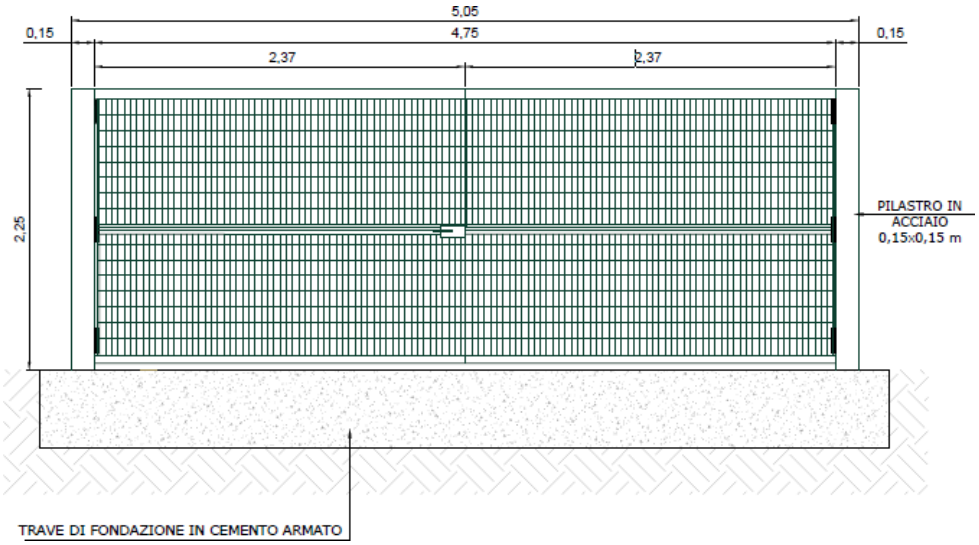


Fig. 19 – Cancello a doppia anta

VIABILITÀ INTERNA

La circolazione dei mezzi all'interno dell'area sarà garantita dalla presenza di una apposita viabilità per il collegamento degli skid MT/BT, disposte all'interno dell'area sulla quale sorgerà la centrale fotovoltaica al fine di garantire la fruibilità ad esse, e strade per poter accedere alle vele fotovoltaiche per la manutenzione ordinaria e straordinaria.

Per la esecuzione di questa viabilità sarà effettuato uno sbancamento di 30-50 cm, ed il successivo riempimento con un materiale misto cava di cava o riciclato. Le strade avranno una larghezza di 4 metri e avranno una pendenza trasversale del 3% per permettere un corretto deflusso delle acque piovane. Il raggio delle strade interne sarà adeguato al trasporto di tutti i materiali durante la fase di costruzione e durante le fasi di O&M.

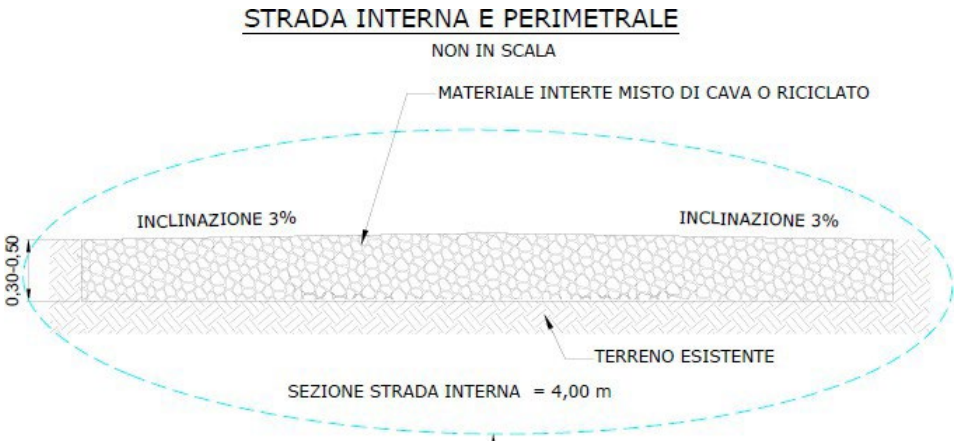


Fig. 20 – Viabilità interna

La fondazione stradale sarà eseguita con tout-venant di cava, costituiti da materiali rispondenti alle

norme CNR UNI 10006 e relativo costipamento 95% della densità AASHO modificata.

8.2 VIABILITÀ ESTERNA

L'accessibilità al sito è buona e garantita dalla strada della contrada Iacucci nuova e dalla strada della contrada Zambardo.

Pertanto, non sarà necessario realizzare nuove strade all'esterno dell'impianto fotovoltaico.

8.3 MOVIMENTAZIONE TERRA

Non sono previsti sbancamenti e terrazzamenti, al fine di non alterare il naturale deflusso delle acque. La tipologia di struttura di fissaggio moduli proposta è perfettamente in grado di adeguarsi alle pendenze naturali del terreno.

Se si renderà necessaria una minima regolarizzazione del piano di posa dei componenti dell'impianto fotovoltaico che verrà eseguita con mezzi meccanici, utilizzando materiale idoneo proveniente dagli scavi, ovvero da cave di prestito, opportunamente costipato al fine di raccordare le pendenze più spigolose (prevalentemente su asse nord-sud), e che in ogni caso non introdurrà differenze di quote superiore a un metro.

8.4 SCAVI

Saranno eseguite due tipologie di scavi:

- gli scavi a sezione ampia per la realizzazione della fondazione delle cabine elettriche e della viabilità interna;
- gli scavi a sezione ristretta per la realizzazione delle trincee dei cavidotti a MT, BT e ausiliari.

Entrambe le tipologie saranno eseguite con mezzi meccanici o, qualora particolari condizioni lo richiedano, a mano, evitando scoscendimenti e franamenti e, per gli scavi dei cavidotti, evitando che le acque scorrenti sulla superficie del terreno si riversino nei cavi.

In particolare:

- gli scavi per la realizzazione della fondazione delle cabine si estenderanno fino ad una profondità di ca. 80 cm;
- gli scavi quelli per la realizzazione della viabilità interna saranno eseguiti mediante scotico

del terreno fino alla profondità di ca. 30-50 cm.

- gli scavi per la realizzazione dei cavidotti avranno profondità variabile in genere tra 0,50 m e 1,00 m;

Il rinterro dei cavi e cavidotti, a seguito della posa degli stessi, avverrà su un letto di materiale permeabile arido (sabbia o pietrisco minuto) su fondo perfettamente spianato e privo di sassi e spuntoni di roccia, e riempimento con materiale permeabile arido o terra proveniente da scavi o da cava, con elementi di pezzatura non superiori a 30 mm, eseguito per strati successivi di circa 30 cm accuratamente costipati.

In allegato la tabella riassuntiva della movimentazione terra necessaria per gli scavi a sezione ampia e ristretta.

8.5 TRINCEE

Per i cavi interrati la Norma CEI 11-17 prescrive che le minime profondità di posa fra il piano di appoggio del cavo e la superficie del suolo sono rispettivamente di:

- 0,5 m per cavi con tensione fino a 1000 V;
- 0,8 m per cavi con tensione superiore a 1000 V e fino a 30 kV (su suolo privato tale profondità può essere ridotta a 0,6 m);
- 1,2 m per cavi con tensione superiore a 30 kV (su suolo privato tale profondità può essere ridotta a 1,0 m).

Nei casi di cavi posati in condutture interrate, le distanze tra tubi adiacenti saranno poste ad almeno la metà (½) del diametro esterno del tubo.

Lo strato finale di riempimento della trincea sarà compattato utilizzando compattatori leggeri o utilizzando autocarri leggeri per evitare qualsiasi danno ai cavi.

Le condutture coinvolte da attraversamento di strade, canali di drenaggio o attraversamenti di servizi sotterranei devono essere protetti meccanicamente con opportuna protezione.

In caso di attraversamenti sia longitudinali che trasversali di strade pubbliche con occupazione della carreggiata devono essere applicate in generale le prescrizioni dell'art. 66 del Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo Codice della Strada (DPR 16/12/92, n. 945) e, se emanate, le disposizioni dell'Ente proprietario della strada.

Canalizzazioni ad altezza ridotta su strada pubblica sono ammesse soltanto previa accordo con l'Ente proprietario della strada ed a seguito di comprovate necessità di eseguire incroci e/o parallelismi con

altri servizi che non possano essere realizzati aumentando la profondità di posa dei cavi.

In base alle precedenti considerazioni, si giustificano le sezioni adottate per gli scavi, rappresentate nelle Tavole allegate. Le sezioni di scavo rappresentate con sezioni tipiche includono tutte le tipologie di trincee che si rendono necessarie:

- trincee per passaggio cavi MT;
- trincee per cavi BT per trasmissione di potenza dagli inverter;
- trincee per cavi DC per collegamento di condutture per stringhe dai moduli agli inverter,
- trincee per cavi BT e dati che contengono condutture per il passaggio cavi di alimentazione e comunicazione dei circuiti ausiliari e perimetrali.

Le trincee dei circuiti di potenza conterranno anche la corda o piattina che costituirà la maglia di terra dell'impianto.

Segnalazione cavi elettrici c.a. interrati

All'interno dello scavo e a circa 30-40 cm al di sopra delle linee, il passaggio cavo sarà segnalato e identificato mediante l'utilizzo di nastri di 100 mm di larghezza, disposti per tutta la lunghezza del percorso con colori diversi a seconda del tipo di servizio e recanti la dicitura specifica come descritto di seguito:

- Per linee BT: Nastro verde o giallo con avviso di presenza cavo elettrico;
- Per linee MT: Nastro rosso con avviso di presenza cavo elettrico.

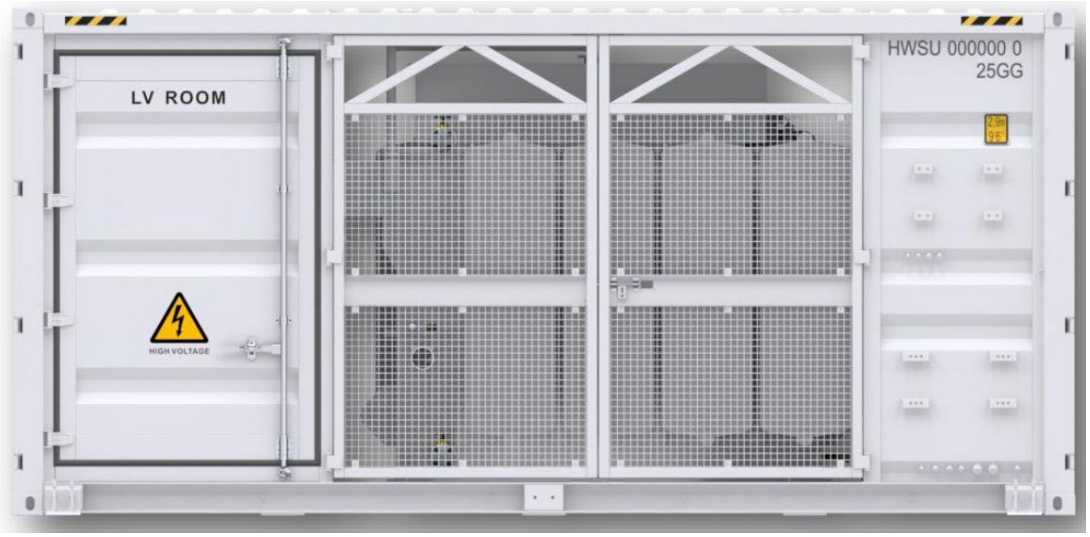
8.6 CABINATI

Saranno installati i seguenti cabinati:

- n.9 cabine di trasformazione BT/MT HUAWEI modello JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1 ;
- n.1 cabina di raccolta (dimensioni W x H x D: 33000x4000x6500 mm): cabinato in container in acciaio o ad elementi prefabbricati;
- n.6 cabine di stoccaggio materiale (dimensioni W x H x D: 12200x2440x2600 mm): cabinato in container in acciaio o ad elementi prefabbricati.

Il dettaglio delle caratteristiche costruttive e degli elementi elettrici inclusi nei cabinati è esplicitato nei paragrafi della relazione tecnica delle opere elettriche.

Di seguito sono riportate le tipologie e dimensioni fisiche degli elementi:



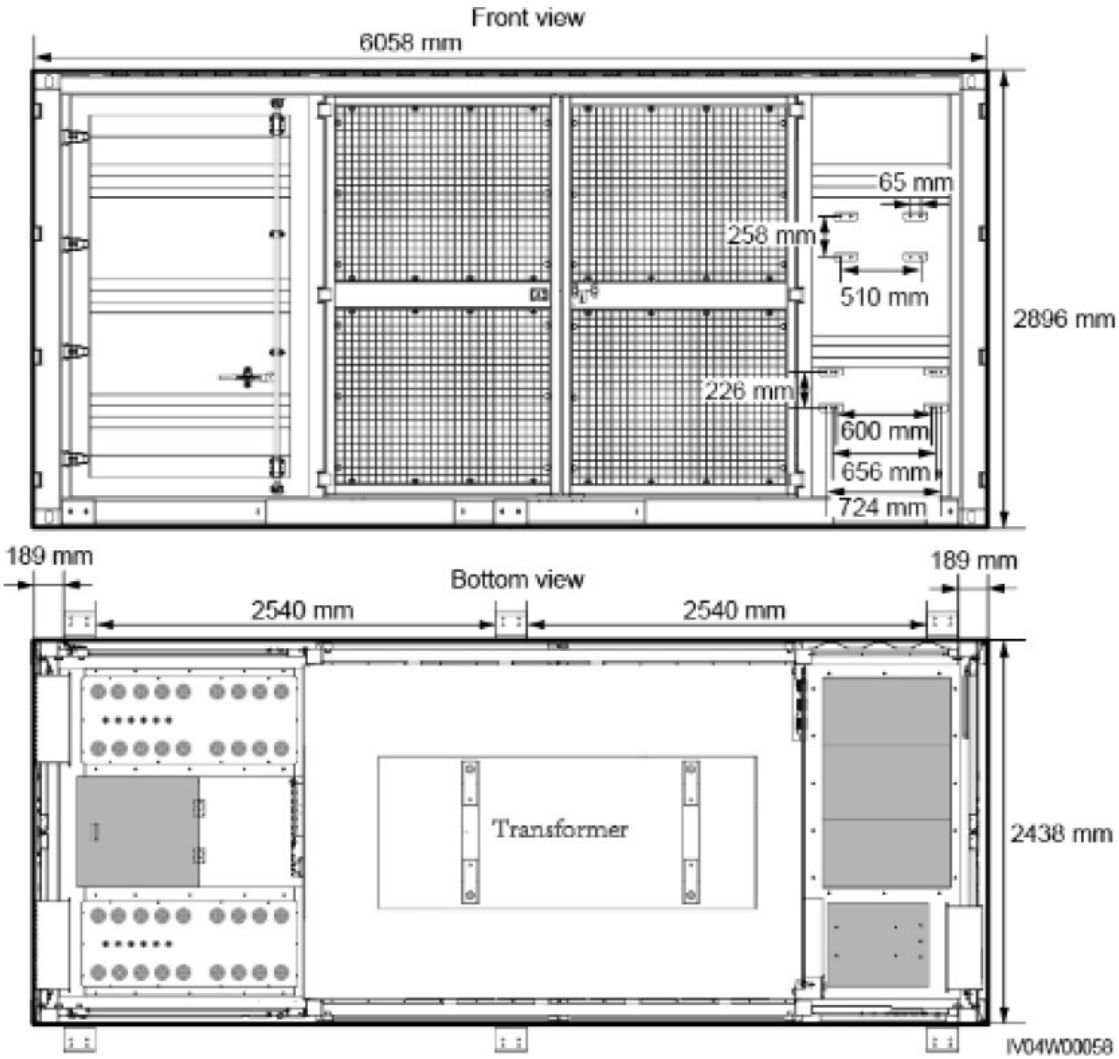


Fig. 21 – Cabine di trasformazione BT/MT

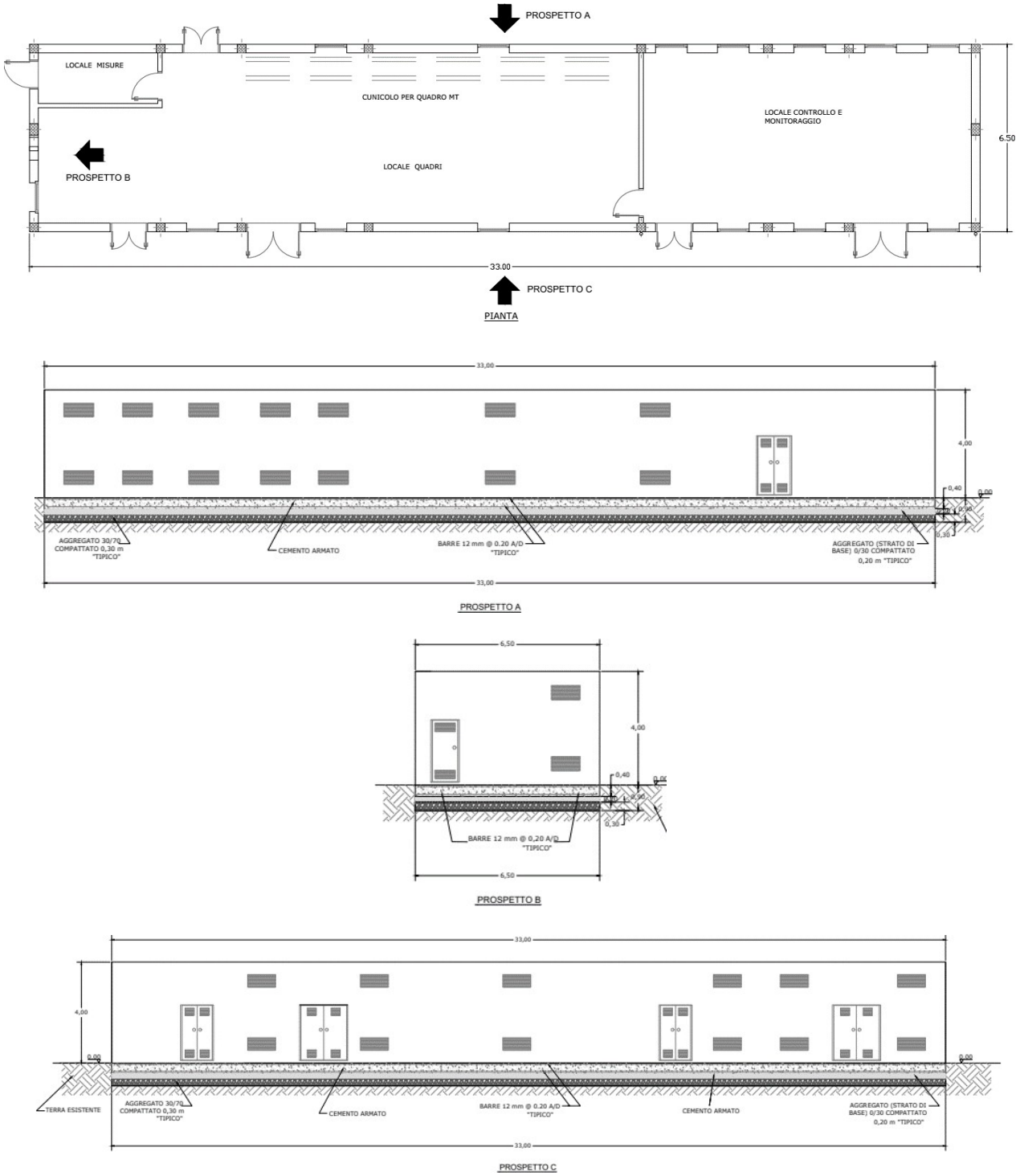


Fig. 22 - Cabina di raccolta

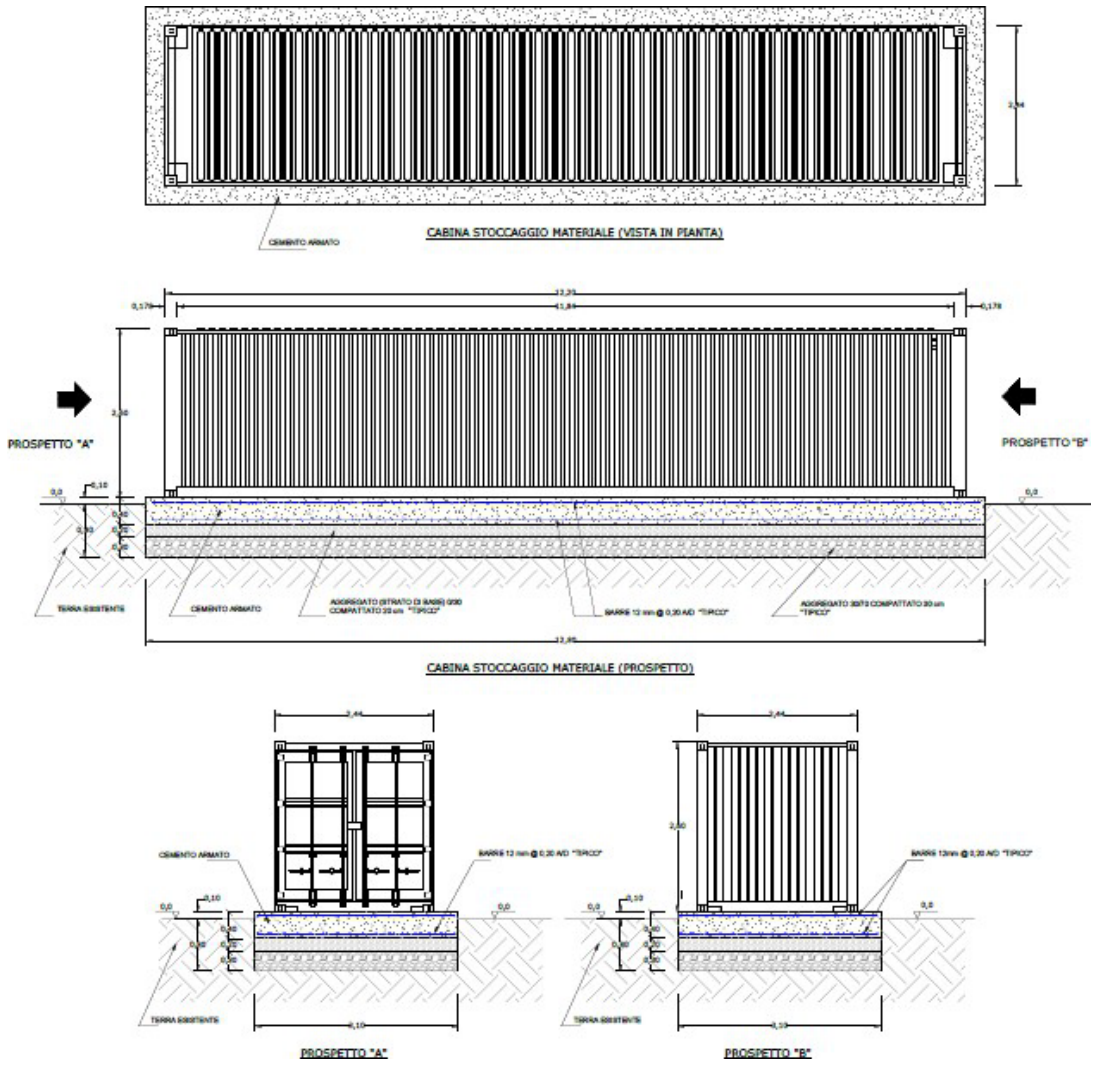


Fig. 24 – Cabina stoccaggio materiale

8.7 BASAMENTI E OPERE IN CALCESTRUZZO

Verranno realizzati dei basamenti in calcestruzzo con scavo di profondità mediamente intorno a 80-90 cm e comunque non superiore a 1,2 m.

I basamenti in calcestruzzo comprenderanno:

- basamenti dei cabinati (cabine di trasformazione BT/MT e cabina di raccolta);
- plinti di fondazione dei pali della illuminazione e videosorveglianza perimetrale: conglomerato cementizio per formazione di 5d blocco di fondazione per pali, con resistenza caratteristica a compressione non inferiore a Rck 20 N/mm2; con formazione di foro centrale (anche mediante tubo di cemento rotocompresso o PVC annegato nel getto) e fori di passaggio dei cavi.

- basamenti di rinforzi dei pali della recinzione perimetrale.

8.8 POZZETTI E CAMERETTE

L'impiego di pozzetti o camerette sarà limitato ai casi di reale necessità, per facilitare la posa dei cavi lungo percorsi tortuosi o per migliorare ispezionabilità dei giunti; saranno posizionati nei pressi delle cabine per consentire l'accesso dei cavi interrati alle condutture in ingresso alle cabine; saranno altresì posizionati nei pressi dei pali di illuminazione/video sorveglianza al fine di consentire lo smistamento delle condutture ai dispositivi localizzati nelle immediate vicinanze.
I pozzetti saranno realizzati in cemento con resistenza caratteristica a compressione non inferiore a Rck 20 N/mm^2, con fondo aperto formato con misto granulometrico per uno spessore di 20 cm, al fine di evitare il ristagno dell'acqua all'interno. Le coperture saranno chiusini prefabbricati in cemento armato prefabbricato o materiale di caratteristiche adeguate (policarbonato, acciaio, etc). In fase di realizzazione dei pozzetti e relativa collocazione dei cavi occorrerà tener presente che:

- si devono potere introdurre ed estrarre i cavi senza recare danneggiamenti alle guaine, quindi i fori devono essere dotati di adeguati colletti e condutture guida;
- il percorso dei cavi all'interno deve potersi svolgere ordinatamente rispettando i raggi di curvatura.

8.9 DRENAGGI E REGIMENTAZIONE DELLE ACQUE METEORICHE

Non si rileva necessità di un sistema di regimentazione delle acque, in quanto la superficie dell'impianto fotovoltaico sarà quasi totalmente permeabile. Le strutture di fissaggio moduli saranno tali da non ostacolare il normale deflusso delle acque superficiali, e le cabine creeranno un impedimento sostanzialmente minimo. Le strade saranno realizzate in materiale inerte drenante, per cui sarà garantita il normale scorrimento delle acque superficiali.
In ogni caso, nella eventualità in cui le proprietà drenanti della viabilità interna o delle aree di installazione delle cabine non riescano a far fronte a una regimentazione delle acque di fronte ad eventi meteorici di significativa importanza, un sistema di regimentazione può essere integrato al lato della viabilità interna e/ perimetrale e/o in prossimità delle cabine per mezzo della costruzione di cunette drenanti realizzate effettuando uno scavo a sezione ristretta, di tipo aperto o rivestito con geo tessuto e riempito con stabilizzato di piccola pezzatura.

8.10 OPERE DI VERDE PER MITIGAZIONE IMPIANTO E MIGLIORAMENTO AMBIENTALE E DELLA BIODIVERSITÀ

Saranno eseguite le seguenti opere:

- realizzazione di un prato permanente stabile;
- opere di mitigazione ambientale: siepe arbustiva/arborea perimetrale all'impianto;
- avvio di un allevamento di api stanziale;
- miscugli di piante mellifere.

9. COMPONENTI E OPERE SERVIZI AUSILIARI

I servizi ausiliari della centrale fotovoltaica consistono nelle seguenti tipologie:

9.1 SISTEMA DI MONITORAGGIO

Il sistema sarà dotato di un sistema scada di monitoraggio delle prestazioni energetiche e degli allarmi elettrici, installato all'interno dei cabinati, la cui struttura risponda a condizioni di modularità e di rispetto dei blocchi funzionali fondamentali di cui si compone generalmente un sistema di acquisizione dati.

Il sistema è costituito da uno o più datalogger (in funzione del tipo di dispositivo e dal numero di variabili che dovrà acquisire) con moduli di espansione (sistema elettronico di controllo, di acquisizione e trasmissione dati) in grado di acquisire i dati provenienti dalle seguenti apparecchiature:

- la stazione meteo principale;
- la/e stazione/i meteo secondaria/e (eventuale);
- gli inverter;
- i relè degli interruttori MT;
- i contatti binari (ON/OFF) relativo allo stato degli interruttori dei quadri elettrici MT;
- il contatore di energia;

Permette il monitoraggio locale al servizio degli operatori di manutenzione (con tempi di latenza realtime ridottissimi) e la trasmissione via internet a web cloud con tutte le informazioni acquisiti dal campo fotovoltaico come grandezze elettriche cumulative e di dettaglio delle singole unità di produzione.

Il sistema di trasmissione dei dati per l'impianto in oggetto utilizzerà:

- preferibilmente una comunicazione a onde convogliate attraverso i cavi di potenza degli inverter (al fine di limitare la collocazione di linee dati seriale) o in alternativa con classica comunicazione seriale;
- comunicazione seriale tra i sensori e i datalogger;
- comunicazione in fibra ottica tra le cabine di campo e cabine di raccolta.

9.2 SISTEMA ANTINTRUSIONE (VIDEOSORVEGLIANZA, ALLARME E GESTIONE ACCESSI)

L'area di impianto sarà completamente recintata e sorvegliata e dotata di un sistema antintrusione che consente di inviare allarmi via web e/o SMS alla rilevazione di una infrazione, costituito dai seguenti sistemi che funzioneranno in modo integrato:

- sistema di videosorveglianza perimetrale
- sistema di allarme e antintrusione a barriere a microonde
- sistema di gestione degli accessi

Il sistema di videosorveglianza registrerà tutti gli eventi di movimenti interni all'area di progetto e di passaggio nei pressi dell'anello perimetrale. È costituito da:

- telecamere fisse con o senza faretti all'infrarosso che permettono il funzionamento 24h/24h posti su pali a una distanza l'una dall'altra di circa 30 metri;

- server per videosorveglianza, videoregistratore, monitor LCD, Armadio rack, cavi rack.

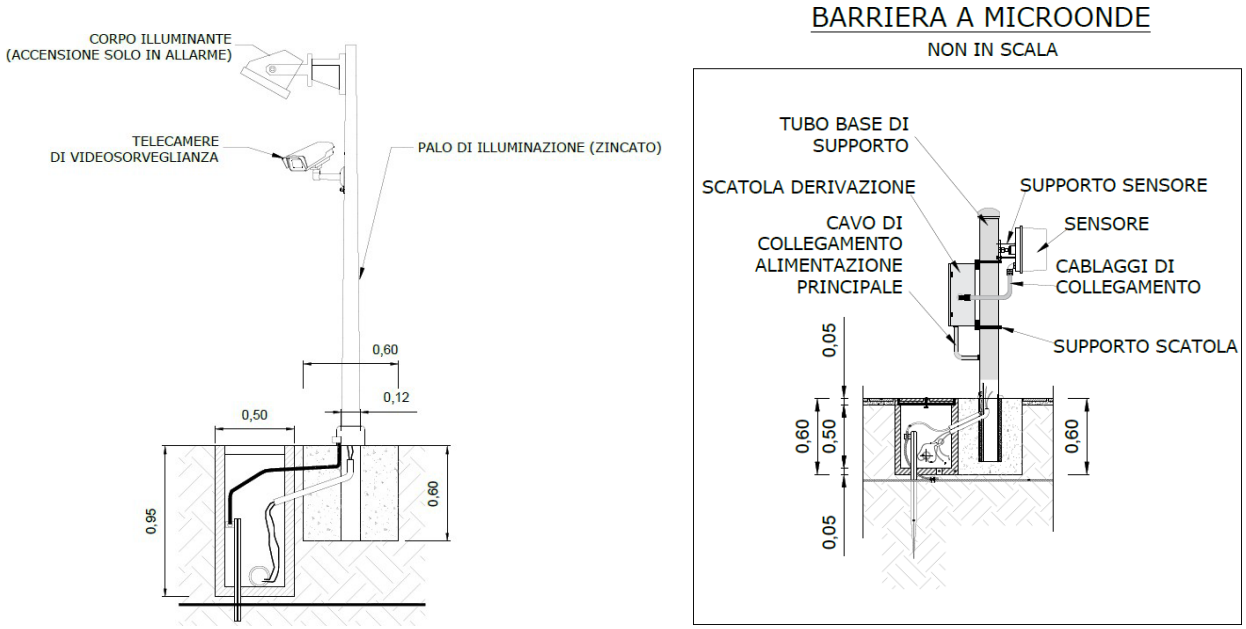


Fig. 24 – Sistema antintrusione

Il sistema di allarme e antintrusione a barriere a microonde rileva l'accesso nell'area dell'impianto ed in prossimità delle cabine; esso prevede:

- barriere a microonde (distanza RX-TX di circa 60 m) da installare lungo l'anello perimetrale ed in prossimità dei punti di accesso e cabine;
- centrale antintrusione, DGP in campo installati in adeguati box su palo, lettore di badge, tastiera di gestione, rivelatori volumetrici, rivelatori volumetrici a doppia tecnologia, contatti magnetici, sirena esterna, rilevatori di fumo, pulsante antincendio, cavi bus (RS485), cavi di allarme, cavi di alimentazione, cavi antincendio, batterie, ups, ecc.

Il sistema di gestione degli accesi monitora gli stati degli ingressi del parco fotovoltaico e alle cabine di controllo e sarà implementato con sensoristica a contatti magnetici sui relativi elementi:

- cancello di ingresso
- porte della cabina di controllo

Gli accessi sono gestiti con lettori e schede badge di accesso, al fine di consentire il tracciamento storico degli operatori che hanno accesso e gestiscono nel tempo l'impianto.

I suddetti sistemi di allarme e videosorveglianza potranno essere integrati o sostituiti con altre tecnologie al momento della costruzione.

9.3 SISTEMA DI ILLUMINAZIONE

L'intervento in progetto prevede l'installazione di un impianto di illuminazione perimetrale a scopo di sicurezza e sorvegliabilità dell'area dotato di sensori di controllo che provvederanno ad attivare l'illuminazione e le telecamere di sorveglianza al manifestarsi di intrusione all'interno del perimetro monitorato.

In ragione della presenza della rete perimetrale che dovrebbe impedire l'intrusione della fauna di maggiore taglia (cani, ecc.) si ritiene che l'accensione dell'impianto sarà legata a malaugurati eventi di intrusione di origine antropica (furto, danneggiamenti, errori di accesso da parte dei manutentori, ecc.). I proiettori perimetrali saranno di tipo infrarosso quindi non visibile e funzioneranno tutta la notte; verranno utilizzati solo in caso di allarme o con accensione manuale.

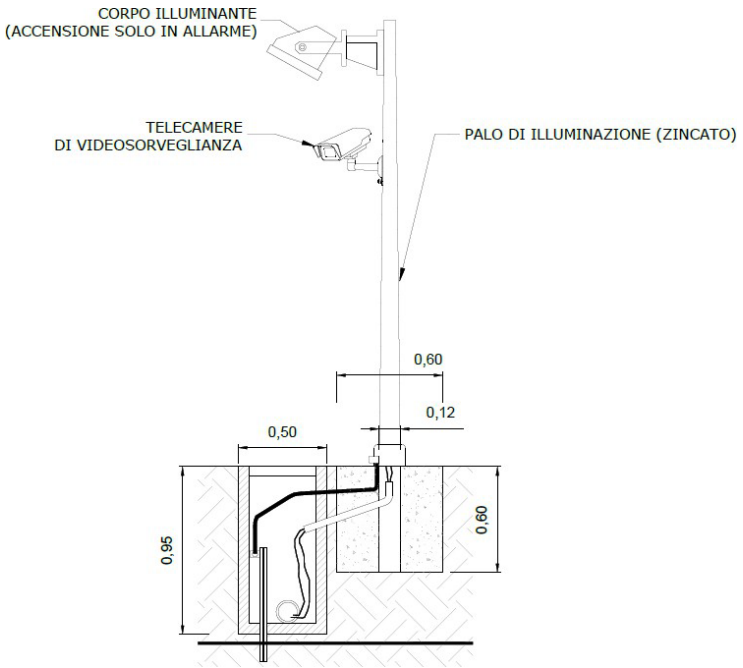


Fig. 25 – Sistema di illuminazione

9.4 SISTEMA IDRICO

L'area non è servita da fonti idriche relative a Consorzio di bonifica e né tanto meno si è riscontrata la presenza di pozzi artesiani per l'utilizzo di acque sotterranee ad uso irriguo. Si riscontra la presenza di una antica cisterna di raccolta acque piovane in disuso, in muratura, nelle immediate vicinanze della Masseria S. Elmi (Fig.27).

Fig. 26 – Cisterna raccolta acque piovane interrata presente nei pressi di Masseria S. Elmi

Nella porzione ad est dell'impianto, lungo la linea di impluvio presente nell'area, è prevista a supporto delle colture agrarie ed anche ai fini antincendio, la realizzazione di una vasca raccolta acque piovane. La vasca sarà realizzata mediante scavo e successivo posizionamento di adeguato tessuto impermeabile (vedi Fig. 28).

La vasca che si intende realizzare si prevede debba avere una capacità d'invaso al colmo di mc 2.600.

Fig. 27 – Esempio di vasca raccolta acque piovane

La vasca viene realizzata per le seguenti finalità:

- recupero acque piovane dovute in particolare ad eventi meteorici eccezionali (bombe d'acqua);
- fungere da vasca di laminazione in caso di eventi meteorici eccezionali evitando così perdite di suolo a causa dell'effetto ruscellamento;
- essere utilizzata in caso di incendio.

Vista l'estensione dell'impianto agrivoltaico e la distanza tra i singoli corpi, per poter soddisfare le esigenze idriche delle colture ad alto reddito previste ed ottimizzare l'utilizzo della risorsa idrica, si è deciso di realizzare un impianto idrico in sub-irrigazione con idonea compartimentazione della linea idrica primaria e con linea secondaria definita da ala gocciolante. Tale sistema di irrigazione consente un risparmio idrico di circa il 50% rispetto all'irrigazione a goccia usualmente utilizzata nell'area agricola di riferimento.

La realizzazione dell'impianto va effettuata successivamente alle lavorazioni del terreno principali. Si prevede l'interramento della linea principale a max 30-40 cm di profondità e disposta

parallelamente alla viabilità interna ai lotti fotovoltaici. Dalla linea principale si dipartiranno le ali gocciolanti lungo la linea dei tracker con erogatore posizionato lungo il tubo ogni 40-60 cm per garantire l'uniformità di distribuzione dell'acqua lungo la fila. L'ala gocciolante (rete irrigua secondaria) sarà posizionata a circa 40 cm di distanza dalle piante ed anch'essa ad una profondità di circa 30-40 cm.

Vista la natura del terreno, l'interramento delle linee idriche sarà effettuato con trattrice agricola munita di aratro con il supporto di una svolgi tubi.

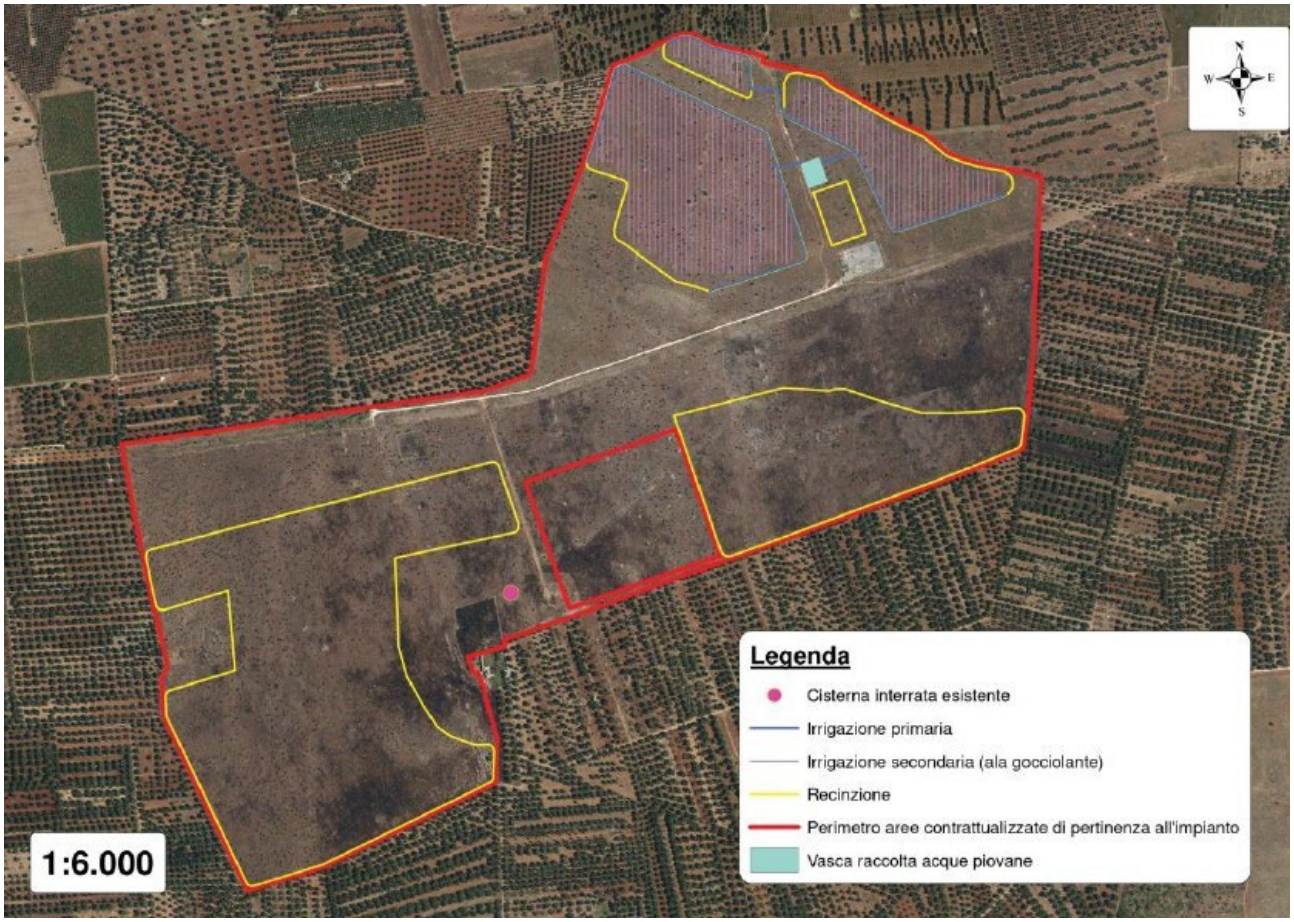


Fig. 28 – Impianto irriguo e collocazione della vasca raccolta acque.

10. DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI STORAGE

10.1 IL RUOLO DELLO STORAGE

I sistemi di storage elettrochimico, più comunemente noti come batterie, sono in grado, se opportunamente gestiti, di essere asserviti alla fornitura di molteplici applicazioni e servizi di rete. Uno sviluppo sostenuto degli ESS, grazie appunto ai servizi che sono in grado di erogare verso la rete, è il fattore abilitante per una penetrazione di FRNP molto spinta, che altrimenti il sistema elettrico nazionale non sarebbe in grado di accogliere in maniera sostenibile per la rete.
Una prima classificazione degli ESS (si veda anche la Figura 30) può essere fatta in base a chi eroga e/o beneficia di tali applicazioni e servizi (produttori di energia, consumatori, utility).

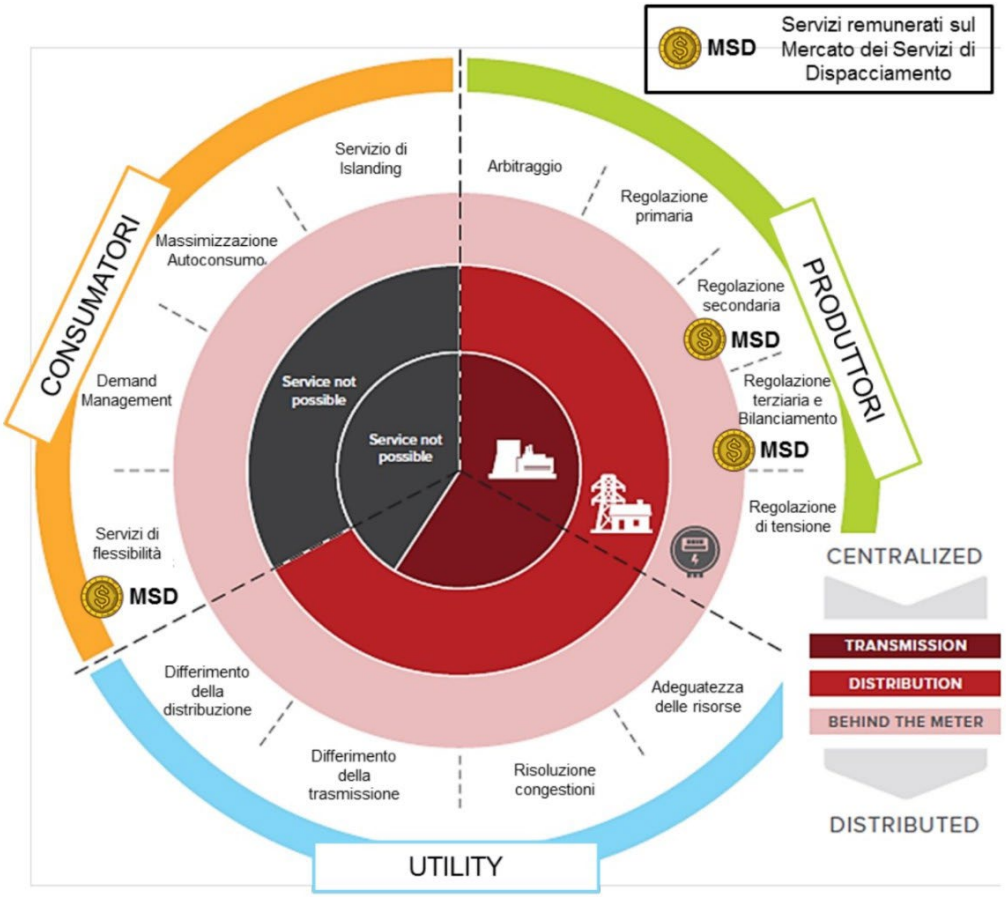


Fig. 29 – I diversi servizi erogabili dai sistemi Storage

Limitatamente alle applicazioni di interesse per i Produttori, vengono di seguito elencate tutte le applicazioni e i servizi di rete che possono essere erogati dalle batterie:

- Arbitraggio: differimento temporale tra produzione di energia (ad esempio da fonte rinnovabile

non programmabile, FRNP) ed immissione in rete della stessa, per sfruttare in maniera conveniente la variazione del prezzo di vendita dell'energia elettrica;

- Regolazione primaria di frequenza: regolazione automatica dell'erogazione di potenza attiva effettuata in funzione del valore di frequenza misurabile sulla rete e avente l'obiettivo di mantenere in un sistema elettrico l'equilibrio tra generazione e fabbisogno.
- Regolazione secondaria di frequenza: regolazione automatica dell'erogazione di potenza attiva effettuata sulla base di un segnale di livello inviato da Terna e avente l'obiettivo di ripristinare gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma e di riportare la frequenza di rete al suo valore nominale.
- Regolazione terziaria e Bilanciamento: regolazione manuale dell'erogazione di potenza attiva effettuata a seguito di un ordine di dispacciamento impartito da Terna e avente l'obiettivo di:
    - ristabilire la disponibilità della riserva di potenza associata alla regolazione secondaria;
    - risolvere eventuali congestioni;
    - mantenere l'equilibrio tra carico e generazione.
- Regolazione di tensione: regolazione dell'erogazione di potenza reattiva in funzione del valore di tensione misurato al punto di connessione con la rete e/o in funzione di un setpoint di potenza inviato da Terna.

10.2 CARATTERISTICHE TECNOLOGICHE DI UN SISTEMA BESS ELEMENTI PRINCIPALI

La tecnologia delle batterie agli ioni di litio è attualmente lo stato dell'arte per efficienza, compattezza, flessibilità di utilizzo.

Un sistema di accumulo, o BESS, comprende come minimo:

- BAT: batteria di accumulatori elettrochimici, del tipo agli ioni di Litio;
- BMS: il sistema di controllo di batteria (Battery Management System);
- BPU: le protezioni di batteria (Battery Protection Unit);
- PCS: il convertitore bidirezionale caricabatterie-inverter (Power Conversion System);
- EMS: il sistema di controllo EMS (Energy management system);
- AUX: gli ausiliari (HVAC, antincendio, ecc.).

Il collegamento del BESS alla rete avviene normalmente mediante un trasformatore innalzatore

BT/MT, e un quadro di parallelo dotato di protezioni di interfaccia. I principali ausiliari sono costituiti dalla ventilazione e raffreddamento degli apparati.
L'inverter e le protezioni sono regolamentati dalla norma nazionale CEI 0-16. Le batterie vengono dotate di involucri sigillati per contenere perdite di elettrolita in caso di guasti, e sono installate all'interno di container (di tipo marino modificati per l'uso come cabine elettriche).

10.2.2 SISTEMA BATTERIE

Il sistema di accumulo sarà basato sulla tecnologia agli ioni di litio, tra queste le principali tecnologie usate nell'ambito dell'energy storage sono:

- Litio Ossido di Manganese LMO
- Litio Nichel Manganese Cobalto NMC
- Litio Ferro Fosfato LFP
- Litio Nichel Cobalto Alluminio NCA
- Litio Titanato LTO

Di seguito sono illustrate le principali caratteristiche delle sopraindicate tecnologie:

Fig. 30 - Caratteristiche tecnologie litio

Negli ultimi anni le due tecnologie che si stanno maggiormente affermando nell'ambito energy storage sono: Litio-Manganese-Cobalto (NMC) e Litio Ferro Fosfato (LFP), pertanto questo progetto sarà basato sulla tecnologia LFP.

I sistemi energy storage con tecnologia al litio sono caratterizzati da stringhe batterie (denominati batteries racks) costituite dalla serie di diversi moduli batterie, al cui interno sono disposte serie e paralleli delle celle elementari. Si riporta un esempio di cella, modulo batteria e rack batterie:

Fig. 31 - Esempio cella batteria

Fig. 32 - Esempio modulo batteria

Fig. 33 - Esempio rack batterie

Infine, a capo dei moduli posti in serie all'interno dei rack vi è la Battery Protection Unit (BPU) responsabile della protezione dell'intero rack contro i corto circuiti, il sezionamento del rack per eseguire la manutenzione in sicurezza, e la raccolta di tutte le informazioni provenienti dai vari moduli (temperature, correnti, tensioni, stato di carica etc). Si riporta un esempio di BPU:

Fig. 34 - Esempio BPU

10.2.3 CONVERTITORE DI POTENZA

Dal momento che i rack batterie sono caratterizzati da grandezze elettriche continue, al fine di poter connettere tali dispositivi alla rete elettrica vi è la necessità di convertire tali grandezze continue in alternate, tramite un PCS (Power Conversion System). A tal fine il sistema di conversione solitamente utilizzato in applicazioni Energy Storage è un convertitore bidirezionale monostadio caratterizzato da un unico inverter AC/DC direttamente collegato al sistema di accumulo:

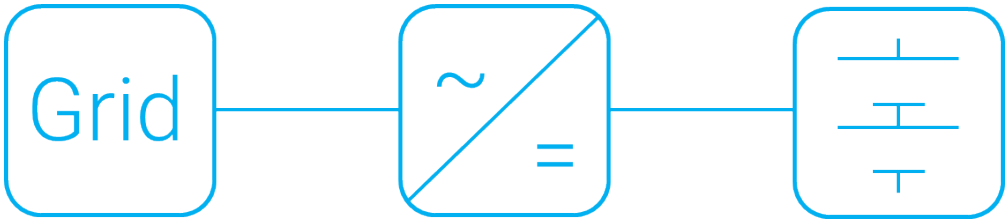


Fig. 35 - Esempio BPU

La connessione tra il singolo rack di batterie e il PCS avviene all'interno di un opportuno quadro di BT. Tipicamente, vengono installate strutture costituite sia dal quadro di bassa tensione sia alcuni PCS, come nella figura in basso.

Fig. 36 - Esempio convertitore da esterno

I convertitori poi risultano essere connessi ad un trasformatore elevatore MT/BT immerso in olio al fine di trasportare l'energia in maniera più efficiente e solitamente vengono realizzati degli skid esterni comprensivi di trasformatore, celle di media tensione e un sistema di alimentazione per

piccoli sistemi ausiliari.

Tali strutture verranno realizzate secondo i materiali ed i requisiti dettati dalla normativa.

Il serbatoio dell'olio avrà una capacità del 100% dell'olio del trasformatore, più un margine di sicurezza del 6%.

Le pareti laterali del pozzetto sono alte 30 cm sopra lo strato di finitura circostante di asfalto.

Fig. 37 - Esempio skid conversione

10.3 CONTAINER

I container sono progettati per ospitare le apparecchiature elettriche, garantendo idonee segregazioni per le vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante), isolamento termico e separazione degli ambienti, spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno.

I container rispetteranno i seguenti requisiti:

- Resistenza al fuoco REI 120;
- Contenimento di qualunque fuga di gas o perdita di elettrolita dalle batterie in caso di incidente;
- Segregazione delle vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante); adeguati spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno ai singoli compartimenti;
- Isolamento termico in poliuretano o lana minerale a basso coefficiente di scambio termico;
- Pareti di separazione tra i diversi ambienti funzionali (stanze o locali);
- Porte di accesso adeguate all'inserimento / estrazione di tutte le apparecchiature (standard ISO + modifica fornitore) e alle esigenze di manutenzione;
- I locali batterie saranno climatizzati con condizionatori elettrici "HVAC". Ogni container sarà

equipaggiato con minimo due unità condizionatore al fine di garantire della ridondanza;

- Particolare cura sarà posta nella sigillatura della base del container batterie. Per il locale rack batterie saranno realizzati setti sottopavimento adeguati alla formazione di un vascone di contenimento, che impedisca la dispersione di elettrolita nel caso incidentale;
- Sicurezza degli accessi: i container sono caratterizzati da elevata robustezza, tutte le porte saranno in acciaio rinforzato e dotate di dispositivi anti-intrusione a prevenire l'accesso da parte di non autorizzati.

I container batterie e inverter saranno appoggiati su una struttura in cemento armato, tipicamente costituita da plinti di fondazione appositamente dimensionati in base all'attuale normativa NTC 2018. La quota di appoggio dei container sarà posta a circa 25/30 cm dal piano di campagna, al fine di evitare il contatto dei container con il suolo e con l'umidità in caso di pioggia.
La superficie della piazzola di collocamento dei container sarà ricoperta con ghiaia. Si prevede che il percorso di accesso ai container (corridoio centrale tra le due file e zona perimetrale) potrà essere pavimentato con una semplice soletta in calcestruzzo tipo marciapiede.

10.4 COLLEGAMENTI ELETTRICI

I tratti di interconnessione tra i container saranno realizzati con tubi interrati, tipo corrugato doppia parete; nei punti di ingresso/uscita attraverso i basamenti dei container o tubi che saranno annegati nel calcestruzzo o tramite cavidotti.

Sarà presente una sezione di bassa tensione di alimentazione degli ausiliari 400 Vac e 230 Vac derivata dal trasformatore dei servizi ausiliari dell'impianto.
Tutti gli impianti elettrici saranno realizzati a regola d'arte, progettati e certificati ai sensi delle norme CEI EN vigenti. Le sezioni dell'impianto di accumulo saranno collegate all'impianto di terra della sottostazione tramite appositi dispersori.

10.5 SISTEMA ANTINCENDIO

Ogni container batteria è connesso a un sistema antincendio (FFS) dedicato. Il sistema antincendio è costituito da cilindro e tubazioni antincendio, ugelli, rilevatori e controller antincendio, pulsante di avvio/arresto di emergenza, allarme acustico e visivo, ecc. La tabella seguente descrive la configurazione in dettaglio.

Tabella: configurazione Sistema antincendio

Dispositivo	**Qty**	**Dettagli**
Cilindro antincendio FM200 e condutture	1pcs	Contiene una bombola del gas da 38 litri e componenti per tubi ausiliari.
Agente estinguente eptafluoropropano	~26kg	Agente estinguente eptafluoropropano (HFC-227ea), 26 kg (densità 10%, 2 kg riservati)
Controller di estinzione a gas (zona singola)	1pcs	Fuori dalla porta della camera di alimentazione
Rilevatore fumo	2pcs	Due in un container batteria
Rilevatore temperatura	2pcs	Due in un container batteria
Allarme acustico e visivo	1pcs	Fuori dal container batteria
sirena d'allarme antincendio	1pcs	Fuori dal container batteria
Pulsante di emergenza	1pcs	Fuori dal container batteria
Indicatore di rilascio di gas	1pcs	Fuori dal container batteria
Irrigatore antincendio	1pcs	Fuori dal container batteria
Pressostato	1pcs	Controlla l'indicatore di rilascio del gas.
Valvola solenoide	1pcs	Abbinato al cilindro antincendio
Sistema di scarico dell'idrogeno	1pcs	Installare nel vano batteria

Nota: l'FM200 non può essere utilizzato in alcuni paesi. Un altro agente, come il perfluoroesano, può essere usato come sostituto.

Una volta che il rilevatore di fumo e calore rileva un segnale di incendio, invierà il segnale di allarme alla centrale rivelazione incendio. La centrale antincendio attiva quindi il campanello d'allarme per avvisare il personale nelle vicinanze di evacuare. Se due o più rilevatori rilevano i segnali di incendio, il controller creerà un segnale di allarme secondario e avvia immediatamente l'allarme acustico e visivo. Allo stesso tempo, il timer di ritardo del getto inizierà il conto alla rovescia e il timer è regolabile da 0 a 30 secondi.

Dopo l'avvio del timer di ritardo, il sistema di controllo spegne il circuito principale CC-CC, scollega il contattore e spegne il condizionatore d'aria e la ventola. Allo scadere del ritardo, avvia l'elettrovalvola della bombola per spruzzare l'agente estinguente e accende l'indicatore di rilascio del gas. La figura seguente mostra la logica di funzionamento tra il dispositivo antincendio e BESS.

Fig. 38 - Logica di controllo del Sistema antincendio del container batteria

10.6 PROGETTO

SISTEMA BESS

Il BESS avrà una potenza nominale di 36 MW e una capacità nominale di 144,00 MWh, costituito dai seguenti componenti:

Componenti	Descrizione	Quantità
MV Transformer	MV Transformer 3630kVA@40°C Dy11	10
Cabine di raccolta		2
BESS ENCLOSURE	SPB WITH CAPACITY (5 MWh)	30
Aux Power Station	AS NEEDED AND SUPPLIED BY EPC	5

Inoltre, è prevista l'installazione anche dei seguenti componenti:

Componenti	Descrizione	Quantità
Locale videosorveglianza	Dimensioni (WxHxD): 3500x2760x2480mm	1
Container – magazzino	container 40' per magazzino	1

Nella figura seguente è mostrato il layout dell'impianto BESS. Informazioni più specifiche, come le quote di misura, sono indicate nelle tavole di progetto. (vedi elaborato: ITEL-PV-LTN-020-OTT-GN-Planimetria con individuazione delle DPA)

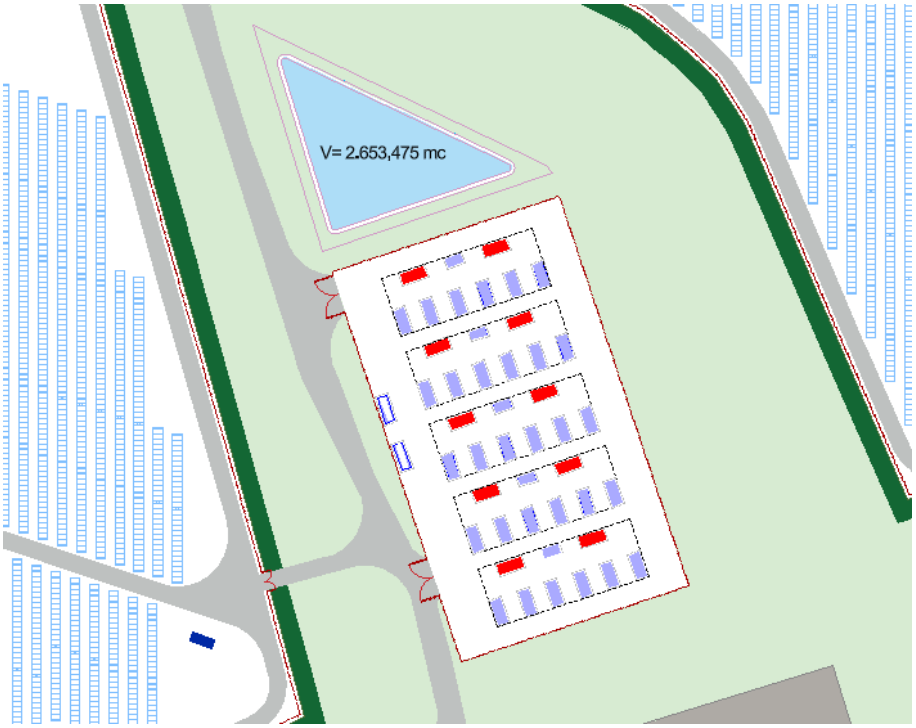


Fig. 40 - Layout

11. FONTE ENERGETICA. PRODUCIBITÀ E BENEFICI AMBIENTALI

11.1 DESCRIZIONE FONTE ENERGETICA UTILIZZATA E MODALITÀ APPROVVIGIONAMENTO

Energia Solare

In tempi in cui il fabbisogno di energia elettrica non cessa ad invertire la sua tendenza sempre crescente, la necessità di svincolarsi dalle fonti energetiche tradizionali, legate ad alti costi e problematiche ambientali, risulta di fondamentale importanza.
Con queste premesse, nell'ambito della produzione d'energia pulita, si sta affermando in maniera sempre più consistente la conversione fotovoltaica, ovvero la tecnologia che permette di convertire l'energia presente nella radiazione solare in energia elettrica.

Per energia solare si intende l'energia, termica o elettrica, prodotta sfruttando direttamente l'energia irradiata dal Sole. Come per un qualsiasi impianto ad energia rinnovabile, la fonte primaria risulta aleatoria e quindi solo statisticamente prevedibile.
Quindi si può affermare che il quantitativo di energia che arriva sul suolo terrestre è enorme, potrebbe soddisfare tranquillamente tutta l'energia usata nel mondo, ma nel suo complesso è poco sfruttabile a causa dell'atmosfera che ne attenua l'entità, ed è per questo che servono aree molto

vaste per raccoglierne quantitativi soddisfacenti.
L'energia solare però non raggiunge la superficie terrestre in maniera costante, la sua quantità varia durante il giorno, da stagione a stagione e dipende dalla nuvolosità, dall'angolo di incidenza e dalla riflettenza delle superfici.
Si ha quindi una radiazione diretta, propriamente i raggi solari, una radiazione diffusa, per esempio dovuta alle nuvole e al cielo, e una radiazione riflessa, dipendente dalle superfici circostanti la zona di studio. La radiazione globale è la somma delle tre e, in Italia, in una bella giornata, può raggiungere un'intensità di 1000-1500 W/m². La media annuale degli apporti solari è di 4,7 kWh/giorno/m², ma gli apporti variano molto con le stagioni, si può infatti passare da un valore di 2,0 kWh/giorno/m² in Sicilia nel mese di dicembre, fino a 7,2 kWh/giorno/m² in luglio.

Gli impianti per la produzione di energia elettrica che sfruttano la tecnologia fotovoltaica hanno, come accennato, sì bisogno di vaste aree, ma anche numerosi vantaggi:

- assenza di qualsiasi tipo di emissioni inquinanti;
- risparmio dei combustibili fossili;
- estrema affidabilità (vita utile superiore a 25 anni);
- costi di manutenzione ridotti al minimo;
- modularità del sistema

I benefici ambientali ottenibili dall'adozione di sistemi fotovoltaici sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire dell'energia altrimenti fornita da fonti convenzionali. Per produrre un kWh elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,47 kg di anidride carbonica (CO_2) (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione).

Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,47 kg di anidride carbonica.

Un impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera di gas che contribuiscono all'effetto serra e risparmio sul combustibile fossile, argomento già trattato in Premessa nel paragrafo "Attenzione per l'Ambiente", in cui sono stati stimate le quantità di emissioni evitate di questi gas nell'arco di vita dell'impianto, circa 30 anni.

Altri benefici imputabili al fotovoltaico sono: la riduzione della dipendenza dall'estero, la capillarità della produzione, svincolandosi dalle grandi centrali termoelettriche, e la diversificazione delle fonti energetiche.

Quindi si può affermare che un incremento dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia possa aiutare a colmare il sempre crescente fabbisogno energetico mondiale.

Principio di funzionamento

Il principio che sta alla base di questi impianti è l'effetto fotovoltaico, che si basa sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori (tra cui il silicio, opportunamente trattato) di generare elettricità una volta colpiti dai raggi del sole.

Il dispositivo in grado di convertire l'energia solare è propriamente detto modulo fotovoltaico, il cui elemento costruttivo di base è la cella fotovoltaica, luogo in cui si ha la vera e propria generazione di corrente.

I moduli fotovoltaici possono avere differenti caratteristiche sia dal punto di vista fisico che energetico, possono generare più o meno corrente, secondo il semiconduttore che li costituisce, ed avere rendimenti di conversione più o meno alti a seconda della qualità del materiale costruttivo.

Tale rendimento si attesta generalmente intorno al 20%, ciò sta ad indicare come per 100 unità di energia solare che colpiscono il modulo solo 20 si trasformano in elettricità; per ovviare a questi rendimenti non molto elevati, grazie alla struttura modulare dei pannelli, è possibile accoppiare più celle così da raggiungere potenze che oggi arrivano a 700 Watt di picco. In altre parole, considerando ad esempio la superficie di ogni modulo fotovoltaico da 72 celle si aggira intorno a 2,3/2,5 m², per soddisfare il fabbisogno di un'utenza di 3 kW, tipico una abitazione italiana standard, si ha la necessità di installare circa 5 moduli corrispondenti ad una superficie captante di circa 12/13 m².

In riferimento alle tecnologie fotovoltaiche per impianti di taglia industriale, nel presente progetto sono state scelte e implementate le migliori tecnologie attualmente disponibili, che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata e immessa nella rete.

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzazione da parte dell'utenza.

Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico e da un sistema di controllo e

condizionamento della potenza.

Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo, permette di ricavare la

percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte per l'impianto in oggetto, con indicazioni sulle maggiori prestazioni sia elettriche che ambientali rispetto a quelle tradizionalmente usate nella progettazione di impianti fotovoltaici, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.

Moduli fotovoltaici

Tra le tecnologie disponibili allo stato attuale per la realizzazione di moduli fotovoltaici per il presente progetto sono stati scelti Moduli in silicio monocristallino.
Il rendimento, o efficienza, di un modulo fotovoltaico è definito come il rapporto espresso in percentuale tra l'energia captata e trasformata in elettricità, rispetto all'energia totale incidente sul modulo stesso.
L'efficienza dei pannelli fotovoltaici è proporzionale al rapporto tra watt erogati e superficie occupata, a parità di tutte le altre condizioni (irraggiamento, radiazione solare, temperatura, spettro della luce solare, risposta spettrale, etc.).
L'efficienza di un pannello fotovoltaico diminuisce costantemente nel tempo, a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, a scala macroscopica e microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico viene considerata intorno ai 30 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del modulo per via della bassa efficienza raggiunta.

11.2 PRODUCIBILITÀ ATTESA

Quadro Generale

A livello territoriale, la Puglia presenta condizioni di irraggiamento piuttosto favorevoli rispetto alle regioni centrali e settentrionali del nostro paese. Questo vale a maggior ragione nei confronti degli altri paesi del Centro-Nord Europa, in alcuni dei quali peraltro le applicazioni di questa tecnologia

sono notevolmente maggiori, nonostante le condizioni ambientali peggiori.

In generale, la radiazione solare si presenta mediamente sulla fascia esterna dell'atmosfera terrestre con una potenza media di 1367 W/m2 (costante solare) e con una distribuzione spettrale che spazia dall'ultravioletto all'infrarosso termico. Sulla superficie terrestre invece, a causa della rotazione della terra sul proprio asse e poiché l'asse di rotazione terrestre è inclinato di 23,5° rispetto al piano su cui giace l'orbita di rivoluzione della terra attorno al sole, l'inclinazione dei raggi solari incidenti su un piano posto sulla superficie e parallelo ad essa varia con l'ora del giorno oltre che dal giorno dell'anno. Di conseguenza per una valutazione dettagliata ed affidabile della potenza della radiazione solare complessiva raccolta da un modulo fotovoltaico occorrerà tener conto di molti fattori come: la latitudine, l'inclinazione e l'orientamento dei moduli, i tre componenti della radiazione solare, diretta, diffusa e di albedo (contributo solare dalla riflessione sul suolo o da ostacoli) oltre all'aleatorietà delle condizioni climatiche.

Al fine di fare stime di producibilità di un impianto fotovoltaico con una accuratezza sufficiente, si può fare riferimento ai dati storici sull'irraggiamento solare e in particolare alle medie mensili giornaliere su base annua di radiazione globale sul piano orizzontale fornite dalla Norma UNI 10349, sulla base della banca di dati di irraggiamento ufficiali rilevati in località sparse sul territorio italiano ed elaborati su medie statistiche, riporta i dati standardizzati di radiazione solare per i 101 capoluoghi di provincia. In particolare, sono disponibili le medie giornaliere mensili di radiazione solare diretta e di radiazione solare diffusa rapportate al piano orizzontale. Da questa andrebbe valutata la radiazione solare incidente su superficie inclinata, sono diversi i metodi di calcolo (tra i quali il più noto è quello di Liu-Jordan).
Tuttavia, questi i dati di radiazione contenuti nelle norme non sono sempre i più aggiornati ed inoltre al fine di modellizzare la producibilità energetica occorrono algoritmi di calcolo via via sempre più complessi e accurati.

Criterio di stima dell'energia prodotta

Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell'impianto FV è stato utilizzato il software PVSyst (versione 8), software di riferimento per il settore fotovoltaico implementato dall'Università di Ginevra, diffusamente utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni, su base di dati di irraggiamento del sito resi disponibili da dati Meteonorm. Nel software PVSyst è stata quindi riprodotta la configurazione d'impianto adottata, inserendo informazioni geometriche relative alla disposizione dei moduli FV sui relativi tracker,

nonché le caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto (moduli FV, inverter, cavi e trasformatori).

Dati Meteo del sito

Per la valutazione energetica del progetto si utilizzano dati meteo Meteonorm in cui sono presenti:

- i dati satellitari accurati di irraggiamento registrati nel periodo 1991-2012
- le temperature ottenute interpolando i dati delle stazioni meteo più vicine al sito.

Il luogo in esame è caratterizzato dai seguenti dati di Irraggiamento diffuso e globale, temperatura, precipitazioni, soleggiamento annuo diffuso e globale.

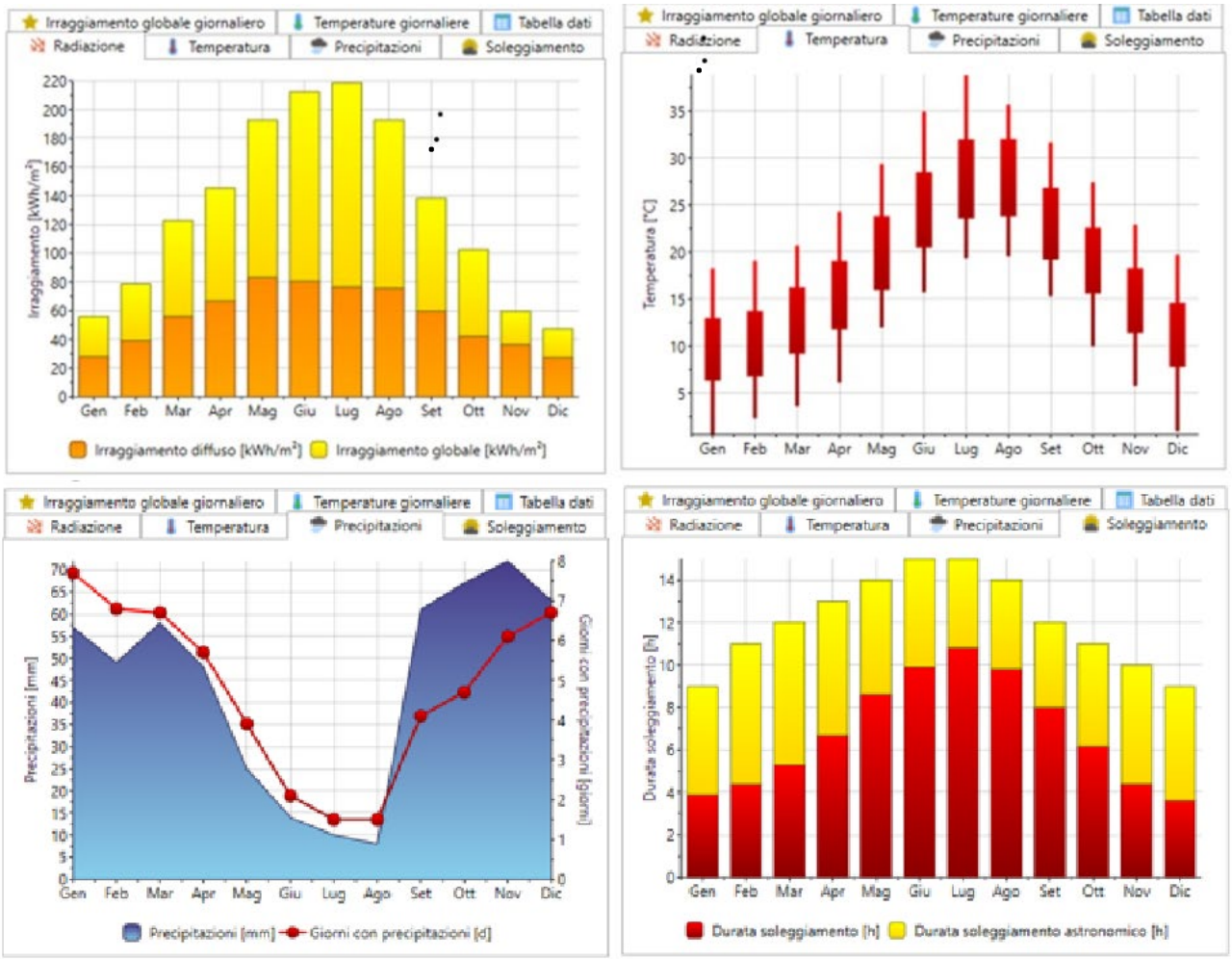


Fig. 41 – Dati di radiazione, temperatura, precipitazioni e soleggiamento (Riferiti al sito di Latiano)

Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.
Il sito in esame non è soggetto a fenomeni di ombreggiamento significativo da parte di edifici, alberi, tralicci o altri elementi di tipo puntuale quali antenne, fili ecc…; dal momento che i moduli fotovoltaici sono posizionati a terra, la sporcizia sui pannelli, dovuta a polvere, terra ed agenti atmosferici ecc.., in condizioni ordinarie di manutenzione, avrà un'incidenza non inferiore al 5%. Per cui, si considera un fattore di riduzione per ombreggiamenti (K) pari a 0,95, che corrisponde ad una perdita di produttività del 5%.
Di seguito il diagramma solare, relativo alla località oggetto dell'intervento. I diagrammi riportano le traiettorie del Sole (in termini di altezza e azimut solari) nell'arco di una giornata, per più giorni dell'anno. I giorni, uno per mese, sono scelti in modo che la declinazione solare del giorno coincida con quella media del mese. Nel riferimento polare, i raggi uniscono punti di uguale azimut, mentre le circonferenze concentriche uniscono punti di uguale altezza. Qui le circonferenze sono disegnate con passo di 10° a partire dalla circonferenza più esterna (altezza = 0°) fino al punto centrale (altezza = 90°). Nel riferimento cartesiano, gli angoli azimutale e dell'altezza solari sono riportati rispettivamente sugli assi delle ascisse e delle ordinate. In entrambi i diagrammi, a tratteggio sono riportate le linee relative all'ora: si tratta dell'ora solare vera, che differisce dal tempo medio scandito dagli usuali orologi.

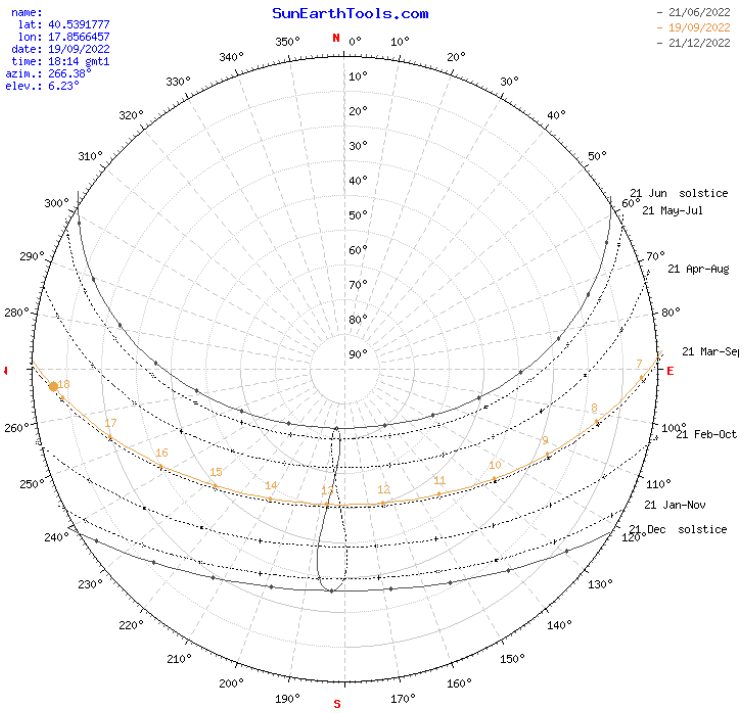


Fig. 42 - Diagramma Solare Polare (Latiano)

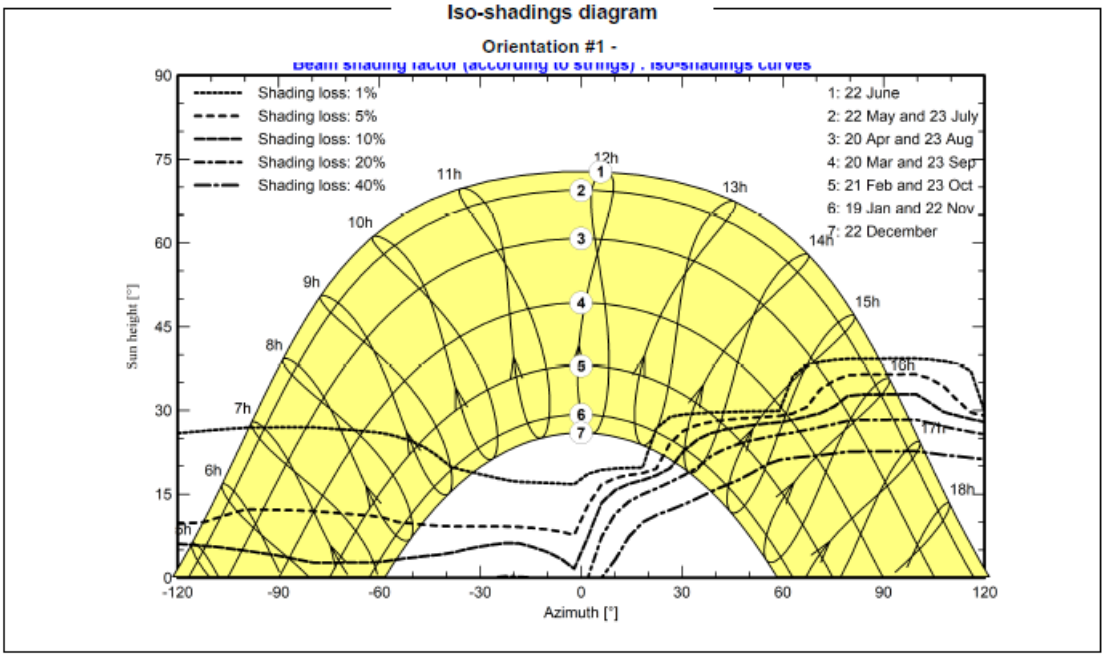


Fig. 43 - Diagramma Solare Polare (Latiano)

Albedo

Bisogna inoltre tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici (capacità di riflettere parte della luce incidente su una data superficie o materiale) della zona in cui è inserito l'impianto. Vengono pertanto definiti i valori medi mensili di albedo.
Per tenere conto del contributo di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono individuati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477, pari a 0,2 (terreni con vegetazione secca).

Producibilità attesa in relazione al progetto specifico

La producibilità attesa è modellizzata per mezzo del software PVSYST 8, per mezzo del quale è possibile calcolare la producibilità attesa partendo dai dati meteo e dalle caratteristiche costruttive dell'impianto. La valutazione di produzione per l'impianto in esame è la seguente:

	TOTALE
Energia immessa in rete [MWh/anno]	**85519**

PVsyst V8.0.16
VC5, Simulation date:
16/10/25 12:19
with V8.0.16

Project: Latiano - Lotto 9
Variant: Pitch 4.9 m

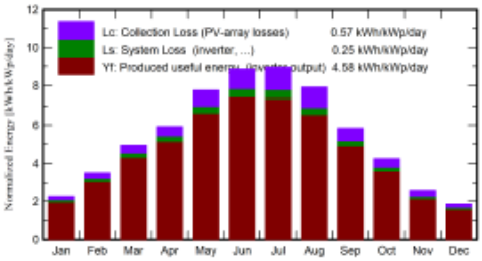
Recurrent Energy (USA)

Main results

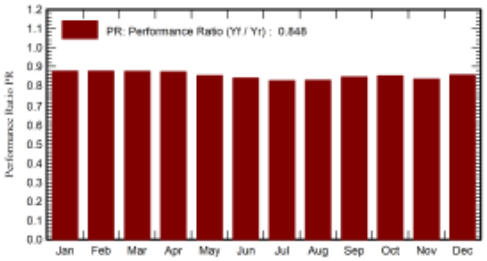
System Production

Produced Energy (P50)	80519 MWh/year	Specific production (P50)	1673 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.81 %
Produced Energy (P90)	78390 MWh/year	Specific production (P90)	1629 kWh/kWp/year	Bifacial perf. ratio	80.92 %
Produced Energy (P95)	77791 MWh/year	Specific production (P95)	1616 kWh/kWp/year		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio	PRBifi ratio
January	55.8	27.82	9.44	70.2	66.2	3132	2960	0.876	0.834
February	78.2	38.78	10.16	98.1	92.7	4350	4135	0.876	0.834
March	121.9	56.64	13.02	153.3	145.6	6799	6458	0.875	0.834
April	144.7	69.40	15.99	177.9	169.3	7873	7467	0.872	0.830
May	192.7	84.06	20.86	240.9	229.9	10438	9894	0.853	0.814
June	210.9	82.30	25.66	266.2	254.5	11345	10747	0.839	0.800
July	217.3	80.28	29.06	277.6	265.4	11645	11029	0.825	0.789
August	191.9	72.35	28.94	245.7	235.1	10334	9791	0.828	0.791
September	138.2	60.29	23.39	175.4	166.9	7512	7131	0.845	0.807
October	101.9	39.06	19.35	132.0	125.5	5696	5406	0.851	0.814
November	59.4	29.22	14.84	77.2	72.8	3278	3102	0.835	0.798
December	47.2	26.23	10.94	58.2	54.5	2546	2399	0.856	0.814
Year	1560.1	666.44	18.52	1972.7	1878.4	84949	80519	0.848	0.809

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane	PRBifi	Bifacial Performance Ratio
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

16/10/25 PVsyst Licensed to Recurrent Energy (USA) Page 7/11

Fig. 44 - Risultati di calcolo (Fonte: PVsyst – Solargis)

11.3 BENEFICI AMBIENTALI

Attenzione per l'ambiente

Ad oggi la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno e la perdita di efficienza dello 0,45 % per i successivi, le considerazioni successive valgono per il ciclo di vita dell'impianto pari a 30 anni.

Risparmio sul combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile in ENERGIA PRIMARIA	**TEP**
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,19
TEP risparmiate in un anno	15.222
TEP risparmiate in 30 anni	431.147

Risparmio di combustibile

Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera di	**CO2**	**SO2**	**NOX**	**Polveri**
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474,00	0,373	0,427	0,014
Emissioni evitate in un anno [Ton]	38.585	30,4	34,8	1,1
Emissioni evitate in 30 anni [Ton]	1.092.853	860,0	984,5	32,3

Emissioni evitate in atmosfera

12. PV SYST

Per l'analisi energetica si allega, si seguito, il documento pv syst.

PVsyst V8.0.16

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Latiano - Lotto 9

Variant: Pitch 4.9 m
Tracking system with backtracking
System power: 48.13 MWp
Latiano - Italy

Author
Recurrent Energy (USA)

PVsyst V8.0.16
VC5, Simulation date:
16/10/25 12:19
with V8.0.16

Project: Latiano - Lotto 9

Variant: Pitch 4.9 m

Recurrent Energy (USA)

Project summary

Geographical Site	Situation		Project settings	
Latiano	Latitude	40.60 °(N)	Albedo	0.20
Italy	Longitude	17.74 °(E)		
	Altitude	95 m		
	Time zone	UTC+1		

Weather data
Latiano
Meteonorm 8.1, Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

Tracking system with backtracking

Orientation #1
Tracking plane, horizontal N-S axis

Avg axis azim.	0 °
Phi min / max.	-/+ 55 °
Diffuse shading	all trackers

Tracking algorithm
Astronomic calculation
Backtracking activated

Near Shadings
According to strings : Fast (table)
Electrical effect 100 %

User's needs
Unlimited load (grid)

System information

PV Array		Inverters	
Nb. of modules	67172 units	Nb. of units	148 units
Pnom total	48.13 MWp	Total power	44400 kWac
		Grid power limit	41.00 MWac
		Grid lim. Pnom ratio	1.174

Results summary

Produced Energy	80519 MWh/year	Specific production	1673 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.81 %
				Bifacial perf. ratio	80.92 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Near shading definition - Iso-shadings diagram 6
Main results 7
Loss diagram 8
Predef. graphs 9
P50 - P90 evaluation 10
Single-line diagram 11

PVsyst V8.0.16
VC5, Simulation date:
16/10/25 12:19
with V8.0.16

Project: Latiano - Lotto 9

Variant: Pitch 4.9 m

Recurrent Energy (USA)

General parameters

Grid-Connected System

Tracking system with backtracking

Orientation #1
Tracking plane, horizontal N-S axis

Avg axis azim.	0 °
Phi min / max.	-/+ 55 °
Diffuse shading	all trackers

Tracking algorithm
Astronomic calculation
Backtracking activated

Field properties

Nb. of trackers	1069 units
Tracking plane, horizontal N-S axis	

Sizes

Tracker Spacing	4.90 m
Sensitive width	2.38 m
GCR Shading	48.7 %

Backtracking limit angle

Phi limits	+/- 60.9 °

Backtracking parameters

Backtracking pitch	4.90 m
Backtracking width	2.38 m
Left inactive band	0.00 m
Right inactive band	0.00 m
GCR Backtracking	48.7 %
Parameters choice	Automatic

Models used

Transposition	Perez
Diffuse	Perez, Meteonorm
Circumsolar	separate

Horizon
Free Horizon

Near Shadings
According to strings : Fast (table)

Electrical effect	100 %

User's needs
Unlimited load (grid)

Bifacial system definition
Orientation #1
Bifacial system

Model	Unlimited Trackers 2D model

Bifacial model geometry

Tracker Spacing	4.90 m
Tracker width	2.38 m
Axis height above ground	2.10 m
Nb. of sheds	294 units

Bifacial model definitions

Ground albedo	0.20
Bifaciality factor	80 %
Rear shading factor	5.0 %
Rear mismatch loss	10.0 %
Shed transparent fraction	0.0 %

Grid power limitation

Active power	41.00 MWac
Pnom ratio	1.174

Limit applied at the injection point

PV Array Characteristics

Array #1 - PV Array
PV module

Manufacturer	CSI Solar Co., Ltd.
Model	CS7N-710TB-AG 1500V
(Custom parameters definition)	
CS7N-710TB-AG_CSI_EXT_1500V_V7_40_A2.PAN	
Unit Nom. Power	710 Wp
Number of PV modules	6720 units
Nominal (STC)	4771 kWp
Modules	240 string x 28 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	4428 kWp
U mpp	1041 V
I mpp	4254 A

Inverter

Manufacturer	Huawei Technologies
Model	SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.2
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	300 kWac
Number of inverters	15 units
Total power	4500 kWac
Operating voltage	500-1500 V
Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.06

Power sharing within this inverter

16/10/25 PVsyst Licensed to Recurrent Energy (USA) Page 3/11

PVsyst V8.0.16
VC5, Simulation date:
16/10/25 12:19
with V8.0.16

Project: Latiano - Lotto 9
Variant: Pitch 4.9 m

Recurrent Energy (USA)

PV Array Characteristics

Array #2 - Sub-array #2

PV module

Manufacturer	CSI Solar Co., Ltd.
Model	CS7N-715TB-AG 1500V
(Custom parameters definition)	
CS7N-715TB-AG_CSI_EXT_1500V_V7_40_A2.PAN	
Unit Nom. Power	715 Wp
Number of PV modules	33572 units
Nominal (STC)	24.00 MWp
Modules	1199 string x 28 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	22.28 MWp
U mpp	1045 V
I mpp	21314 A

Inverter

Manufacturer	Huawei Technologies
Model	SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.2
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	300 kWac
Number of inverters	74 units
Total power	22200 kWac
Operating voltage	500-1500 V
Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.08
Power sharing within this inverter	

Array #3 - Sub-array #3

PV module

Manufacturer	CSI Solar Co., Ltd.
Model	CS7N-720TB-AG 1500V
(Custom parameters definition)	
CS7N-720TB-AG_CSI_EXT_1500V_V7_40_A2.PAN	
Unit Nom. Power	720 Wp
Number of PV modules	26880 units
Nominal (STC)	19.35 MWp
Modules	960 string x 28 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	17.97 MWp
U mpp	1050 V
I mpp	17114 A

Inverter

Manufacturer	Huawei Technologies
Model	SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.2
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	300 kWac
Number of inverters	59 units
Total power	17700 kWac
Operating voltage	500-1500 V
Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.09
Power sharing within this inverter	

Total PV power

Nominal (STC)	48129 kWp
Total	67172 modules
Module area	208660 m²
Cell area	195511 m²

Total inverter power

Total power	44400 kWac
Max. power	48840 kWac
Number of inverters	148 units
Pnom ratio	1.08

Array losses

Array Soiling Losses
Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor
Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Light Induced Degradation
Loss Fraction 0.8 %

Module Quality Loss
Loss Fraction 0.40 %

Module mismatch losses
Loss Fraction 0.80 % at MPP

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.10 %

IAM loss factor
Incidence effect (IAM): User defined profile

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

PVsyst V8.0.16
VC5, Simulation date:
16/10/25 12:19
with V8.0.16

Project: Latiano - Lotto 9
Variant: Pitch 4.9 m
Recurrent Energy (USA)

DC wiring losses

Global wiring resistance	0.40 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

Array #1 - PV Array

Global array res.	4.0 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

Array #2 - Sub-array #2

Global array res.	0.80 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

Array #3 - Sub-array #3

Global array res.	1.0 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

System losses

Auxiliary losses

Proportional to Power	5.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	1.51 % at STC

Inverter: SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.2

Wire section (148 Inv.)	Alu 148 x 3 x 240 mm²
Average wires length	230 m

MV line up to HV Transfo

MV Voltage	30 kV
Average each transformer	
Wires	Alu 3 x 150 mm²
Length	3550 m
Loss Fraction	0.44 % at STC

HV line up to Injection

HV line voltage	150 kV
Wires	Alu 3 x 120 mm²
Length	500 m
Loss Fraction	0.03 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage	30 kV

One transfo parameters

Nominal power at STC	5.26 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	4.93 kVA
Iron loss fraction	0.09 % at STC
Copper loss	56.13 kVA
Copper loss fraction	1.07 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 1.30 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos	9
Nominal power at STC	47.36 MVA
Iron loss (24/24 Connexion)	44.40 kVA
Copper loss	505.13 kVA

HV transfo

Grid voltage	150 kV

Transformer from Datasheets

Nominal power	50000 kVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	50.00 kVA
Iron loss fraction	0.10 % of PNom
Copper loss	500.00 kVA
Copper loss fraction	1.00 % at PNom
Coils equivalent resistance	3 x 180.00 mΩ

PVsyst V8.0.16
VC5, Simulation date:
16/10/25 12:19
with V8.0.16

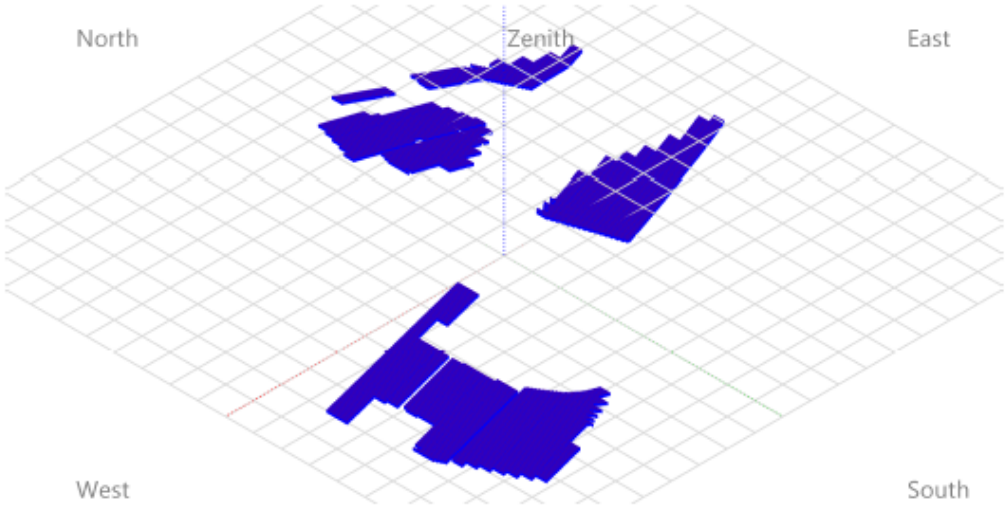
Project: Latiano - Lotto 9

Variant: Pitch 4.9 m

Recurrent Energy (USA)

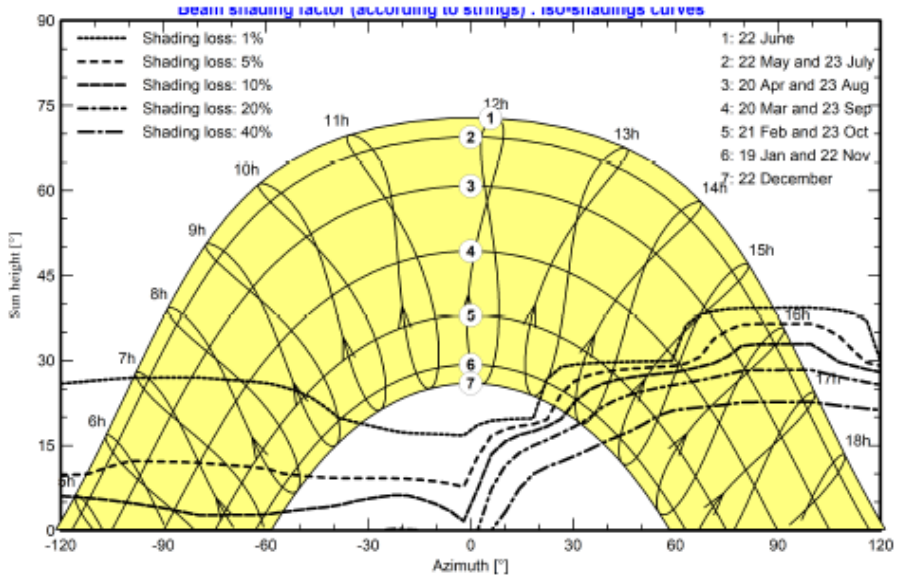
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 -



16/10/25 PVsyst Licensed to Recurrent Energy (USA) Page 6/11

PVsyst V8.0.16
VC5, Simulation date:
16/10/25 12:19
with V8.0.16

Project: Latiano - Lotto 9

Variant: Pitch 4.9 m

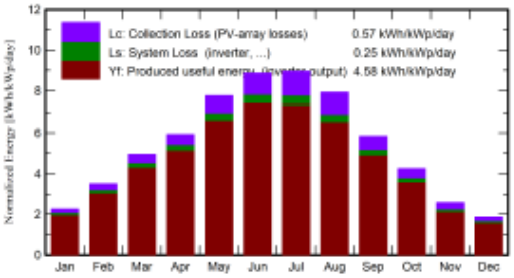
Recurrent Energy (USA)

Main results

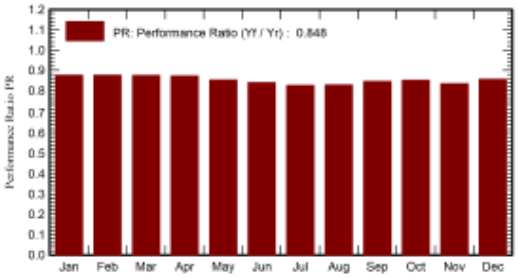
System Production

Produced Energy (P50)	80519 MWh/year	Specific production (P50)	1673 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.81 %
Produced Energy (P90)	78390 MWh/year	Specific production (P90)	1629 kWh/kWp/year	Bifacial perf. ratio	80.92 %
Produced Energy (P95)	77791 MWh/year	Specific production (P95)	1616 kWh/kWp/year		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio	PRBifi ratio
January	55.8	27.82	9.44	70.2	66.2	3132	2960	0.876	0.834
February	78.2	38.78	10.16	98.1	92.7	4350	4135	0.876	0.834
March	121.9	56.64	13.02	153.3	145.6	6799	6458	0.875	0.834
April	144.7	69.40	15.99	177.9	169.3	7873	7467	0.872	0.830
May	192.7	84.06	20.86	240.9	229.9	10438	9894	0.853	0.814
June	210.9	82.30	25.66	266.2	254.5	11345	10747	0.839	0.800
July	217.3	80.28	29.06	277.6	265.4	11645	11029	0.825	0.789
August	191.9	72.35	28.94	245.7	235.1	10334	9791	0.828	0.791
September	138.2	60.29	23.39	175.4	166.9	7512	7131	0.845	0.807
October	101.9	39.06	19.35	132.0	125.5	5696	5406	0.851	0.814
November	59.4	29.22	14.84	77.2	72.8	3278	3102	0.835	0.798
December	47.2	26.23	10.94	58.2	54.5	2546	2399	0.856	0.814
Year	1560.1	666.44	18.52	1972.7	1878.4	84949	80519	0.848	0.809

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane	PRBifi	Bifacial Performance Ratio
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

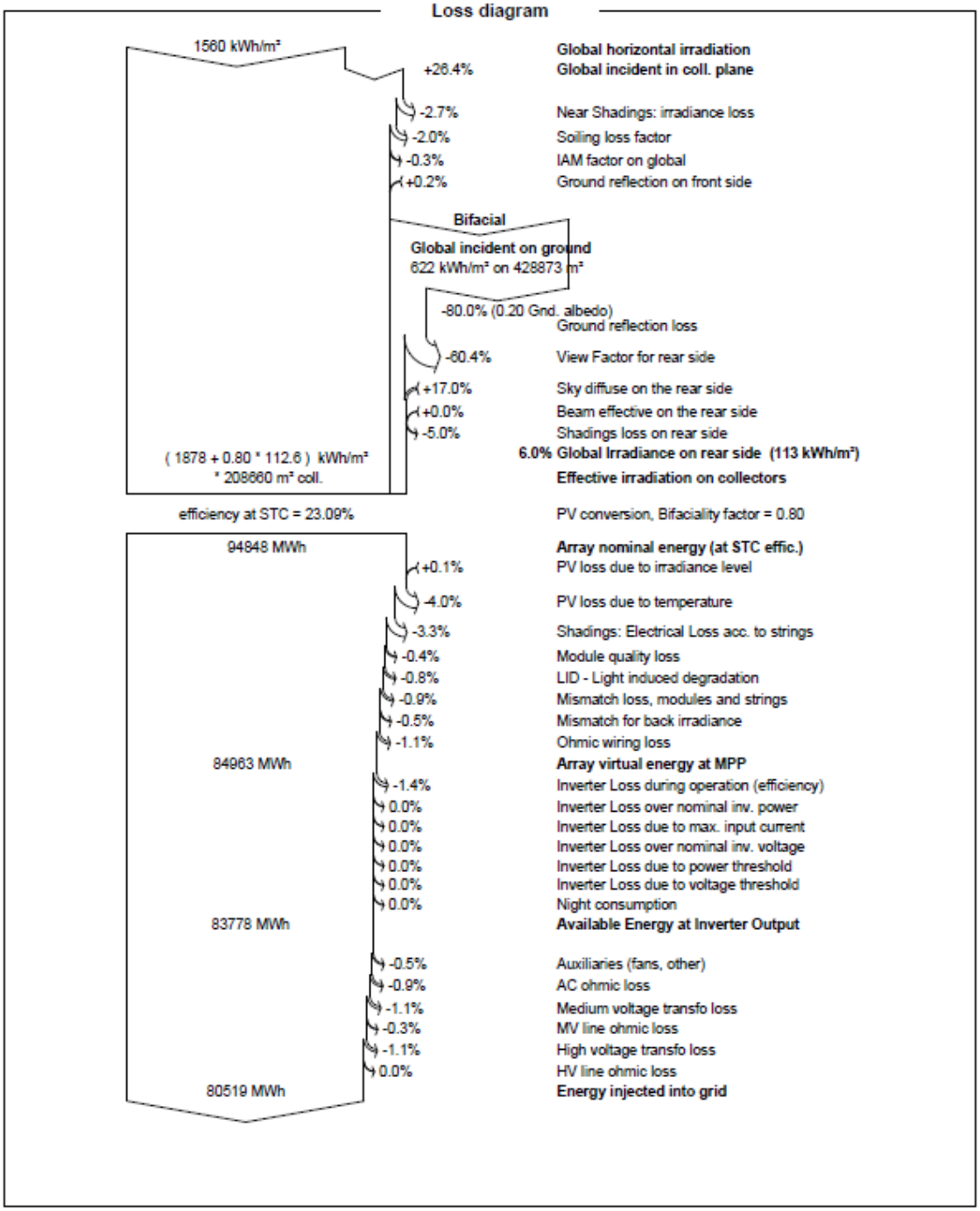
PVsyst V8.0.16
VC5, Simulation date:
16/10/25 12:19
with V8.0.16

Project: Latiano - Lotto 9

Variant: Pitch 4.9 m

Recurrent Energy (USA)

Loss diagram



16/10/25 PVsyst Licensed to Recurrent Energy (USA) Page 8/11

PVsyst V8.0.16
VC5, Simulation date:
16/10/25 12:19
with V8.0.16

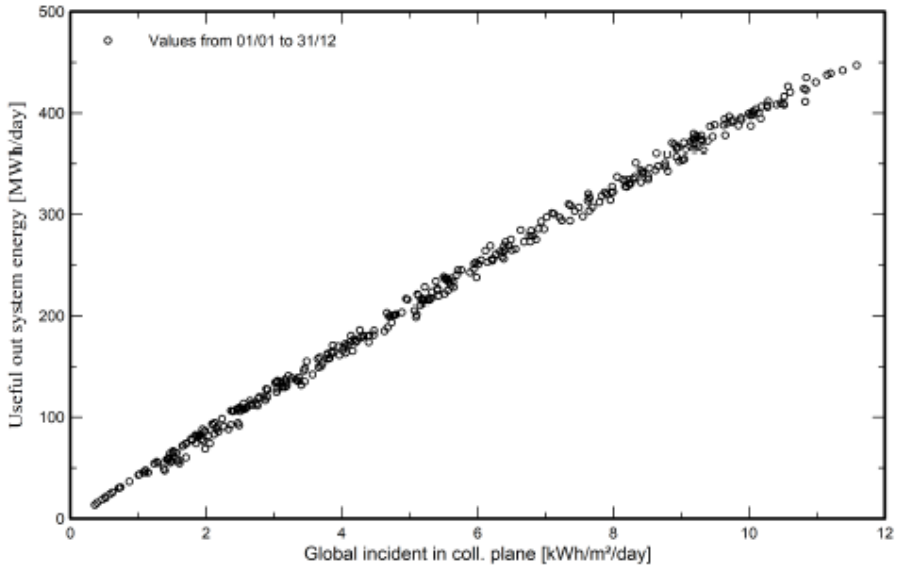
Project: Latiano - Lotto 9

Variant: Pitch 4.9 m

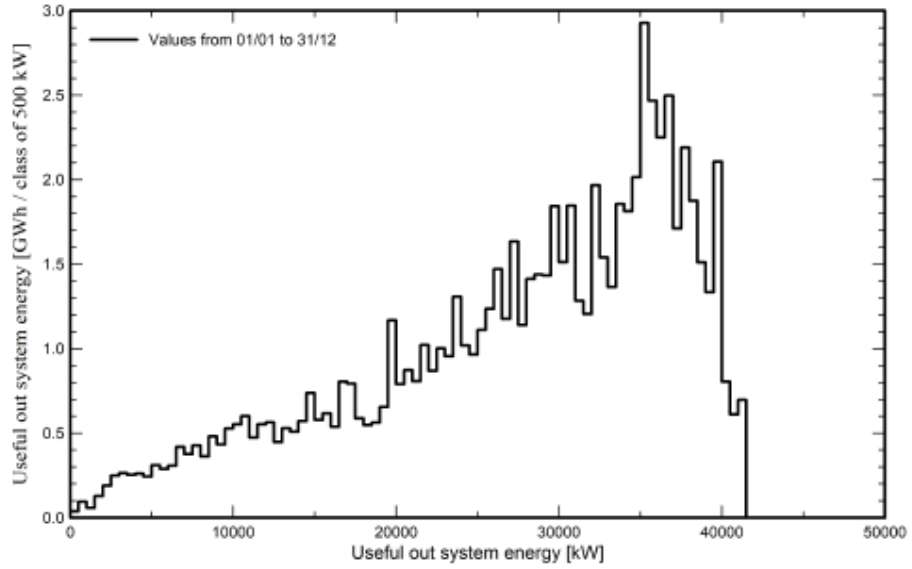
Recurrent Energy (USA)

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



16/10/25 PVsyst Licensed to Recurrent Energy (USA) Page 9/11

PVsyst V8.0.16
VC5, Simulation date:
16/10/25 12:19
with V8.0.16

Project: Latiano - Lotto 9

Variant: Pitch 4.9 m

Recurrent Energy (USA)

P50 - P90 evaluation

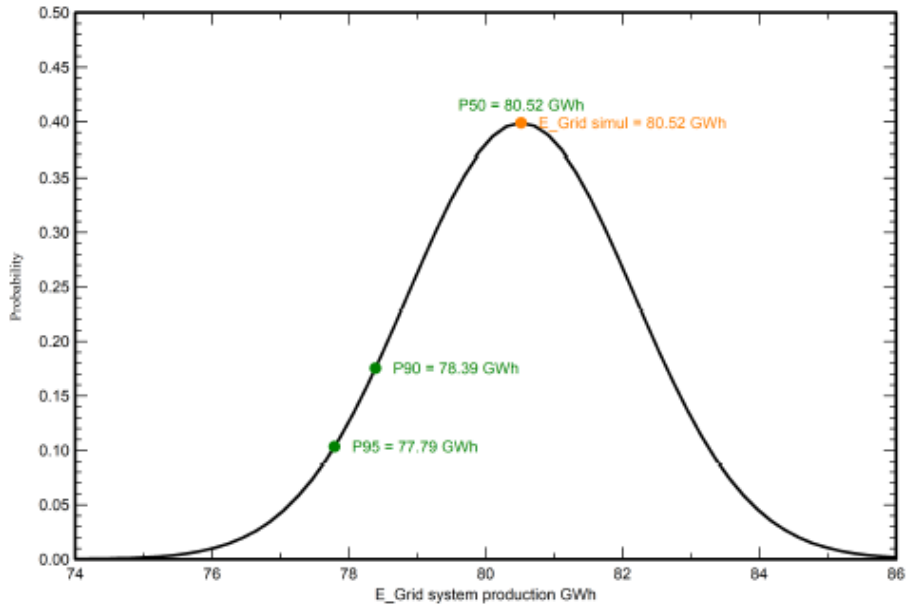
Weather data	
Source	Meteonorm 8.1, Sat=100%
Kind	TMY, multi-year
Year-to-year variability(Variance)	-1.0 %
Specified Deviation	
Climate change	0.0 %

Simulation and parameters uncertainties	
PV module modelling/parameters	1.0 %
Inverter efficiency uncertainty	0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %
Degradation uncertainty	1.0 %

Global variability (weather data + system)	
Variability (Quadratic sum)	2.1 %

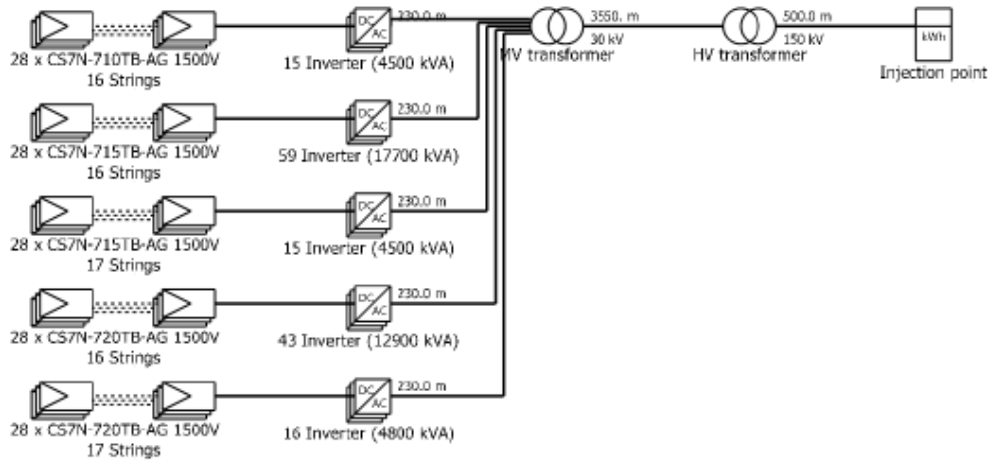
Annual production probability	
Variability	1.66 GWh
P50	80.52 GWh
P90	78.39 GWh
P95	77.79 GWh

Probability distribution



Single-line diagram

PVsyst V8.0.16
VC5, Simulation date:
16/10/25 12:19
with V8.0.16



PV module 1	CS7N-710TB-AG 1500V
PV module 2	CS7N-715TB-AG 1500V
PV module 3	CS7N-720TB-AG 1500V
Inverter	SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.2
String 1	28 x CS7N-710TB-AG 1500V
String 2	28 x CS7N-715TB-AG 1500V
String 3	28 x CS7N-720TB-AG 1500V

Latiano - Lotto 9	Recurrent Energy (USA)
VC5 : Pitch 4.9 m	16/10/25

13. CAPACITY FACTOR

Il capacity factor (CF) è stato calcolato utilizzando i dati di producibilità annuale forniti dal report PVsyst e le diverse potenze di riferimento (DC, AC inverter, limite di immissione in rete). La formula adottata è:

$$CF = \frac{Energia\ annua\ MWh}{Potenza\ nominale\ MW * (365 * 24h)}$$

Dati utilizzati (PVsyst)

Produzione annua prevista (P50)	85.608 MWh/anno
Potenza DC (PV array)	48,089 MWp
Potenza AC (inverter totale)	44,4 MWac
Limite di immissione in rete	41,0 MWac

Risultati Capacity Factor

Riferimento	Formula di calcolo	Capacity Factor
Potenza DC (48,089 MWp)	85.608 / (48,089 × 8.760)	20,32 %
Potenza AC inverter (44,4 MW)	85.608 / (44,4 × 8.760)	22,01 %
Limite rete (41,0 MW)	85.608 / (41,0 × 8.760)	23,84 %

Firmato digitalmente da
Silvano Carone
C = IT
Data e ora della firma: 20/11/2025 16:39:41